



ITS

Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 141599

PERMODELAN MULTI TERMINAL *BACKBONE* SALURAN
TRANSMISI HVDC 500 KV PADA SISTEM KELISTRIKAN
DI PULAU KALIMANTAN UNTUK ANALISIS ALIRAN
DAYA DENGAN MENGGUNAKAN METODE NEWTON
RAPHSON

I Putu Mery Teja Kusuma
NRP 07111340000051

Dosen Pembimbing
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST,MT

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



TUGAS AKHIR - TE 141599

**PERMODELAN MULTI TERMINAL *BACKBONE* SALURAN
TRANSMISI HVDC 500 KV PADA SISTEM KELISTRIKAN
DI PULAU KALIMANTAN UNTUK ANALISIS ALIRAN
DAYA DENGAN MENGGUNAKAN METODE NEWTON
RAPHSON**

I Putu Mery Teja Kusuma
NRP 07111340000051

Dosen Pembimbing
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST,MT

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



ITS

Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE 141599

**MODELING MULTI TERMINAL BACKBONE HVDC 500
KV TRANSMISSION LINE ON ELECTRICAL SYSTEM IN
KALIMANTAN ISLAND FOR POWER FLOW ANALYSIS
USING NEWTON RAPHSON METHOD**

I Putu Mery Teja Kusuma
NRP 07111340000051

Supervisors

Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D.
Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST,MT

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

**PERMODELAN MULTI TERMINAL BACKBONE SALURAN
TRANSMISI HVDC 500 KV PADA SISTEM KELISTRIKAN DI
PULAU KALIMANTAN UNTUK ANALISIS ALIRAN DAYA
DENGAN MENGGUNAKAN METODE NEWTON RAPHSON**

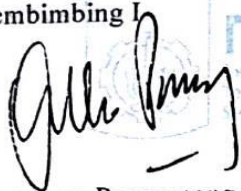
TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada**

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc. Ph.D.
NIP. 194907151974121001

Dosen Pembimbing II



Dr. Dimas Fajar Uman P. ST.MT
NIP. 198811082012121001



PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan Tugas akhir saya dengan judul “**PERMODELAN MULTI TERMINAL BACKBONE SALURAN TRANSMISI HVDC 500 KV PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PULAU KALIMANTAN UNTUK ANALISIS ALIRAN DAYA DENGAN MENGGUNAKAN METODE NEWTON RAPHSON**” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juni 2018

I Putu Mery Teja Kusuma
07111340000051

Halaman ini sengaja dikosongkan

PERMODELAN MULTI TERMINAL BACKBONE SALURAN TRANSMISI HVDC 500 KV PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PULAU KALIMANTAN UNTUK ANALISIS ALIRAN DAYA DENGAN MENGGUNAKAN METODE NEWTON RAPHSON

Nama mahasiswa : I Putu Mery Teja Kusuma
Dosen Pembimbing I : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D
Dosen Pembimbing II : Dr. Dimas Fajar Uman P, ST,MT

Abstrak:

Perencanaan mengenai pembangunan *backbone* saluran transmisi menggunakan HVDC dengan rating tegangan penyaluran 500 kV di pulau Kalimantan merupakan upaya alternatif perencanaan saluran transmisi guna mewujudkan interkoneksi saluran transmisi yang memiliki keandalan memadai terhadap tantangan pertumbuhan beban tenaga listrik yang berkembang kedepan. Dengan *backbone* saluran transmisi yang andal maka akan diwujudkan keseimbangan antara jumlah total pembangkitan energi listrik yang dihasilkan di sektor hulu dan jumlah total beban yang dibutuhkan di sektor hilir. Permodelan saluran transmisi HVDC dengan konfigurasi multi terminal akan memberikan fleksibilitas pengembangan *backbone* saluran transmisi yang diharapkan mampu mendukung perencanaan lanjutan dari pengembangan saluran transmisi di pulau Kalimantan. Berdasarkan model multi terminal *backbone* saluran transmisi yang dibuat maka akan dapat disimulasikan dan dianalisa laju aliran daya dari *backbone* saluran transmisi yang direncanakan. Hasil analisa aliran daya yang didapat dengan metode *newton raphson* nantinya akan menjadi data penunjang perencanaan lanjutan dan pembangunan sistem transmisi yang dapat dipilih berdasarkan analisa aspek teknis serta aspek teoritis yang memadai.

Kata kunci: *Backbone* Multi-terminal, Transmisi HVDC, Analisis Aliran Daya.

Halaman ini sengaja dikosongkan

MODELING MULTI TERMINAL BACKBONE HVDC 500 KV TRANSMISSION LINE ON ELECTRICAL SYSTEM IN KALIMANTAN ISLAND FOR POWER FLOW ANALYSIS USING NEWTON RAPHSON METHOD

Student Name : I Putu Mery Teja Kusuma
Supervisor I : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D
Supervisor II : Dr. Dimas Fajar Uman P, ST,MT

Abstract:

Planning on the construction of a transmission line backbone using HVDC with a 500 kV drain voltage rating on the island of Borneo is an alternative means of transmission line planning in order to realize a transmission line interconnect that has adequate reliability against the challenges of growing power load growth ahead. With a reliable transmission line backbone it will realize the balance between the total generation of electrical energy generated in the upstream sector and the total amount of load required in the downstream sector. Modeling HVDC transmission lines with multi-terminal configurations will provide the flexibility of developing a transmission line backbone that is expected to support the continued planning of the development of transmission channels on the island of Borneo. Based on the multi terminal model the transmission line backbone made will be able to simulate and analyze the flow rate of power from the backbone of the planned transmission line. The result of power flow analysis obtained by newton raphson method will become the supporting data of advanced planning and development of transmission system which can be chosen based on technical aspect analysis and the theoretical aspect which is adequate.

**Key Word: Multi-terminal Backbone, HVDC Transmission,
Power Flow Analysis**

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji Syukur penulis panjatkan kehadirat Ida Sang Hyang Widhi Wasa atas segala Rahmat, Karunia, dan Petunjuk yang telah dilimpahkan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan tugas akhir dengan judul **“PERMODELAN MULTI TERMINAL BACKBONE SALURAN TRANSMISI HVDC 500 KV PADA SISTEM KELISTRIKAN DI PULAU KALIMANTAN UNTUK ANALISIS ALIRAN DAYA DENGAN MENGGUNAKAN METODE NEWTON RAPHSON”**.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Atas selesainya penyusunan tugas akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ida Sang Hyang Widhi Wasa atas limpahan rahmat, karunia dan petunjuk-Nya.
2. Ibu dan Bapak penulis I Gede Yasa dan Ni Wayan Meliani atas doa, cinta dan dukungan yang tak henti pada penulis dalam keadaan apapun selama menempuh perkuliahan di ITS.
3. Bapak Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D dan Dr. Dimas Fajar Uman Putra, ST, MT selaku dosen pembimbing yang telah memberikan arahan, bimbingan dan perhatiannya selama proses penyelesaian tugas akhir ini.
4. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Elektro ITS yang telah memberikan banyak ilmu dan menciptakan suasana belajar yang luar biasa.
5. Saudara saudara kandung penulis I Made Oktawan Kusuma, I Ketut Febriawan Kusuma, I Kadek Manu Waisnanawa Kusuma W, dan Ni Luh Putu Resmi Swarnadi yang selalu dengan baik memberi dukungan bagi penulis selama menempuh perkuliahan.
6. Teman teman seperjuangan di Komunitas Warung Kopi Taman Baca yang telah dengan baik menjadi rumah bagi penulis selama menjadi mahasiswa di Surabaya.
7. Teman teman satu kos di Kejawan Gebang, yaitu Adi, Latif, David, Bahrul, Rendi, Wafiq, Bibeh, dan tentunya bapak kos bapak Suprayetno yang selalu memberikan semangat bagi penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

8. Teman teman di BEM ITS yang pernah menjadi bagian dari jajaran Kementrian Kebijakan Publik BEM ITS di 4 periode yang penulis lalui.
9. Serta Seluruh pihak yang tak bisa penulis sebutkan satu persatu.

Penulis telah berusaha maksimal dalam penyusunan tugas akhir ini. Namun penulis menyadari bahwa tugas akhir ini masih jauh dari apa yang diharapkan dan tetap besar harapan penulis untuk menerima saran dan kritik untuk perbaikan dan pengembangan tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini dapat memberikat manfaat yang luas kedepannya.

Surabaya, Juni 2018

Penulis

DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iv
KATA PENGANTAR.....	x
DAFTAR GAMBAR.....	xvi
DAFTAR TABEL.....	xviii
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
1.5 Metodologi.....	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
1.7 Relevansi.....	4
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA.....	5
2.1 Sistem Transmisi Tenaga Listrik.....	5
2.1.1 Sistem Transmisi Arus Bolak Balik (AC).....	5
2.1.2 Sistem Transmisi Arus Searah (DC).....	11
2.2 Sistem Transmisi HVDC Multi Terminal.....	14
2.3 Filter dan Harmonisa pada Sistem Transmisi Arus Searah.....	17
2.4 Analisis Aliran Daya.....	19
2.4.1 Analisis Aliran Daya pada Sistem Transmisi DC.....	19
2.4.2 Analisis Aliran Daya pada Sistem Transmisi AC.....	20
2.5 Metode Newton Raphson.....	23
2.6 Metode Analitik Kompensasi Daya Reaktif untuk perbaikan Stabilitas Profil Tegangan.....	26
2.6.1 Elaborasi Modal Analysis.....	26
2.6.2 Penghitungan Reactive Contribution Factor (RCF).....	27
2.6.3 Penghitungan Eigen Value sebagai indeks kestabilan.....	28
2.6.4 Prosedur Algoritma Metode Yang Digunakan.....	29

BAB 3 Permodelan <i>Backbone</i> Saluran Transmisi Kalimantan	31
3.1 Permodelan Sistem Kelistrikan Kalimantan	31
3.1.1 Data Sistem Kelistrikan Wilayah Kalimantan Barat.....	32
3.1.2 Data Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah	34
3.1.3 Data Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara.....	37
3.2 Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan tiap Wilayah di Pulau Kalimantan tahun 2029.....	41
3.3 Permodelan Saluran Transmisi HVDC Multi Terminal 500 kV. 43	
3.3.1 Modifikasi saluran HVDC CIGRE Benchmark Model menjadi saluran HVDC Multi Terminal 500 kV	44
3.3.2 Desain Parameter pada permodelan HVDC Multiterminal 500 KV	45
3.3.3 Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Setelah Pemasangan <i>Backbone</i> HVDC	50
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN	55
4.1 Hasil Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Sebelum Interkoneksi	55
4.2 Hasil Permodelan Backbone Multi Terminal berdasarkan kondisi sistem kelistrikan Kalimantan tahun 2029.....	56
4.2.1 Perhitungan Estimasi Daya aktif (P) yang akan dikirim ..	57
4.2.2 Sistem Kontrol Konverter dan Perhitungan Konsumsi Daya Reaktif pada Konverter.	58
4.2.3 Desain Filter pada <i>Backbone</i> Transmisi <i>HVDC</i>	59
4.3 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan tahun 2029 setelah Interkoneksi.	61
4.4 Analisa Aliran Daya dan Perbaikan Profil Tegangan pada Sistem Kelistrikan di Wilayah Kalimantan Barat Tahun 2029.	63
4.5 Analisa Aliran Daya dan Perbaikan Profil Tegangan pada Sistem Kelistrikan di Wilayah Kalselteng Tahun 2029	66
4.6 Analisa Aliran Daya dan Perbaikan Profil Tegangan pada Sistem Kelistrikan di Wilayah Kaltimra Tahun 2029	71

4.7 Analisa Rugi Rugi daya setelah skema kompensasi daya reaktif pada masing masing wilayah.....	76
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	77
5.1 Kesimpulan.....	77
5.2 Saran.....	77
LAMPIRAN	

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1	Rangkaian Pengganti Saluran Transmisi	5
Gambar 2. 2	Rangkaian Ekuivalensi Saluran Transmisi Pendek	6
Gambar 2. 3	Rangkaian Saluran Transmisi Rangkaian Phi (π)	8
Gambar 2. 4	Rangkaian Saluran Transmisi Rangkaian T	9
Gambar 2. 5	Rangkaian Ekuivalen Saluran Transmisi Panjang	10
Gambar 2. 6	<i>Mopolar Link</i>	13
Gambar 2. 7	<i>Bipolar Link</i>	14
Gambar 2. 8	<i>Homopolar Link</i>	14
Gambar 2. 9	HVDC point-to-point serta HVDC MultiTerminal	15
Gambar 2. 10	Sistem Konverter 12 pulsa	17
Gambar 2. 11	<i>Waveform tegangan AC</i> dengan gangguan harmonik.....	18
Gambar 3. 1	<i>CIGRE HVDC Benchmark Model</i>	43
Gambar 3. 2	Model Sistem Transmisi HVDC dengan 3 Terminal.....	44
Gambar 3. 3	Permodelan HVDC Multi terminal 500 KV	46
Gambar 4. 1	SLD Model HVDC Multiterminal 500 kV	57

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data Beban Wilayah Kalimantan Barat	32
Tabel 3. 2 Data Pembangkit hingga 2017 Wilayah Kalbar.....	33
Tabel 3. 3 Data Penambahan Pembangkit Tetap.....	33
Tabel 3. 4 Data Penambahan Pembangkit Variabel Kalbar.....	34
Tabel 3. 5 Data Beban Wilayah Kalimantan Selatan dan Tengah	34
Tabel 3. 6 Data Pembangkit hingga 2017 Wilayah Kalselteng.....	36
Tabel 3. 7 Data Penambahan Tetap Pembangkit Wilayah Kalselteng ..	36
Tabel 3. 8 Data Penambahan Pembangkit Variabel Kalselteng	37
Tabel 3. 9 Data Beban Wilayah Kalimantan Timur dan Utara	37
Tabel 3. 10 Data Pembangkit hingga 2017 Wilayah Kaltimra	40
Tabel 3. 11 Data Penambahan Tetap Pembangkit Wilayah Kaltimra ..	40
Tabel 3. 12 Data Penambahan Pembangkit Variabel Kaltimra.....	40
Tabel 3. 13 Selisih Pembangkit dan Beban Tiap Wilayah.....	45
Tabel 4. 1 Hasil Simulasi Aliran Daya Wilayah Kalbar	55
Tabel 4. 2 Hasil Simulasi Aliran Daya Wilayah Kalselteng	55
Tabel 4. 3 Hasil Simulasi Aliran Daya Wilayah Kaltimra.....	56
Tabel 4. 4 Parameter RLC Tuning Filter	60
Tabel 4. 5 Parameter RLC Filter High Pass	61
Tabel 4. 6 Hasil Simulasi Aliran Daya setelah Interkoneksi	62
Tabel 4. 7 Rugi Rugi Transmisi pada Backbone.....	62
Tabel 4. 8 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Wilayah Kalbar setelah Interkoneksi dengan <i>Backbone HVDC</i>	63
Tabel 4.9 Hasil Perbaikan Profil Tegangan pada Sistem Kelistrikan Wilayah Kalbar setelah Pemasangan Kapasitor.....	65
Tabel 4.10 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kalselteng Setelah Interkoneksi dengan <i>Backbone HVDC</i>	66
Tabel 4.11 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah Pasca Penempatan Kapasitor	69
Tabel 4.12 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara setelah Interkoneksi dengan <i>Backbone</i>	71
Tabel 4.13 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Wilayah Kalimantan Timur dan Utara Pasca Penempatan Kapasitor.....	74
Tabel 4.14 Perhitungan Rugi Rugi daya total	76

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kondisi pembangunan sektor ketenagalistrikan di pulau Kalimantan yang terus mengalami pertumbuhan jumlah pelanggan setiap tahunnya telah dihadapkan pada tantangan untuk menyediakan infrastruktur ketenagalistrikan yang memadai, salah satunya adalah peningkatan dan pembangunan saluran transmisi yang andal. Kondisi saluran transmisi di pulau Kalimantan yang saat ini masih menggunakan rating tegangan 150 kV dan belum terinterkoneksi secara keseluruhan kedepannya tentu memerlukan model perencanaan lebih lanjut dalam pembangunan sebuah backbone saluran transmisi agar tercapai keseimbangan antara jumlah energi listrik yang dibangkitkan di sisi hulu dengan jumlah kebutuhan energi listrik yang diserap di sisi hilir pada sebuah kriteria keandalan tertentu.

Pembangunan backbone saluran transmisi di pulau Kalimantan sebagai upaya peningkatan keandalan saluran transmisi dan upaya untuk melaksanakan interkoneksi transmisi dalam satu pulau menurut RUPTL 2017-2026 akan direncanakan dengan menggunakan saluran transmisi tegangan ekstra tinggi (EHV) [1]. Berdasarkan hal tersebut maka salah satu model perencanaan transmisi yang dapat dikembangkan adalah dengan menggunakan teknologi transmisi HVDC (High Voltage Direct Current).

Teknologi transmisi HVDC dengan rating tegangan ekstra tinggi 500 kV pada jarak diatas 500 km secara umum akan memberikan beberapa keuntungan, seperti : faktor rugi rugi tegangan yang lebih rendah dari sistem HVAC serta mampu menghubungkan sumber tegangan AC dengan frekwensi yang berbeda. Namun disamping keuntungan tersebut teknologi HVDC juga memiliki beberapa kelemahan, seperti adanya tegangan dan arus harmonisa yang dapat timbul pada penyearah tegangan serta masih rumitnya sistem kontrol aliran daya pada saluran transmisi [2].

Berdasarkan uraian diatas maka dibutuhkan studi perencanaan lebih lanjut secara keilmuan guna menganalisa permodelan saluran transmisi HVDC yang akan direncanakan sebagai backbone saluran transmisi serta aspek aspek analisa lain yang mendukung perencanaan teknis pembangunan backbone saluran transmisi di pulau Kalimantan kedepannya.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Memodelkan sistem kelistrikan Kalimantan yang saling terinterkoneksi dengan menggunakan *backbone* saluran transmisi HVDC multiterminal 500 kV
2. Melaksanakan analisa aliran daya pada sistem kelistrikan di Pulau Kalimantan yang terinterkoneksi dengan *backbone* HVDC multiterminal 500 kV.
3. Melaksanakan perbaikan profil tegangan pada sistem kelistrikan setelah terinterkoneksi dengan menggunakan *backbone* HVDC multiterminal 500 kV.

1.3 Tujuan

Tujuan yang diharapkan dari tugas akhir ini adalah:

1. Menentukan permodelan multi terminal *backbone* saluran transmisi HVDC 500 kV didalam pengembangan dan perencanaan interkoneksi sistem kelistrikan pulau Kalimantan.
2. Didapatkan hasil analisa aliran daya dari permodelan multiterminal *backbone* saluran transmisi HVDC 500 kV di pulau Kalimantan.
3. Didapatkan kondisi sistem kelistrikan yang memenuhi standar transmisi tenaga listrik melalui perbaikan profil tegangan sistem pada setiap gardu induk transmisi.

1.4 Batasan Masalah

Dalam menyelesaikan permasalahan pada tugas akhir ini, terdapat beberapa batasan masalah, diantaranya :

1. Permodelan multiterminal backbone saluran transmisi HVDC 500 kV yang direncanakan menggunakan model sistem kelistrikan pulau Kalimantan pada tahun 2029 yang disesuaikan dengan data forecast pembangkitan dan beban di tiap wilayah.
2. Metode analisa aliran daya yang digunakan adalah metode *newton raphson*, baik dari *backbone* transmisi HVDC 500 kV serta dari transmisi 150 kV dan 70 kV HVAC.
3. Model saluran transmisi HVDC Multiterminal yang menjadi *backbone* dibuat tanpa memperhatikan aspek ekonomi dari perencanaan *backbone* saluran transmisi.

4. Studi analisa aliran daya yang dilaksanakan hanya mempertimbangkan faktor kualitas daya dari sistem seperti analisa profil tegangan dan analisa rugi rugi daya pada sistem.

1.5 Metodologi

Metodologi yang digunakan dalam menyusun penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Studi pustaka
Studi pustaka yang dilakukan yaitu mengenai permodelan saluran transmisi HVDC 500 kV yang dalam hal ini menggunakan topologi multiterminal. Dalam tahapan ini akan dikumpulkan literatur literatur mengenai permodelan HVDC dengan topologi multiterminal untuk selanjutnya dilakukan kajian agar dapat diketahui bagian bagian yang akan diadopsi dan dikembangkan pada tugas akhir ini.
2. Pengumpulan Data
Pada tahap ini dilakukan pengumpulan data yang dibutuhkan untuk memodelkan sistem kelistrikan Kalimantan, data-data yang dibutuhkan adalah data beban, data pembangkit, dan data peralatan sistem transmisi.
3. Pemodelan Sistem Kelistrikan Kalimantan
Pada tahap ini dilakukan pemodelan sistem kelistrikan di pulau Kalimantan berdasarkan data yang telah diperoleh sebelumnya kedalam *single line diagram* dan disimulasikan pada software *DigSILENT PowerFactory*. Pemodelan dan simulasi sistem digunakan sebagai acuan untuk model saluran transmisi HVDC yang akan dibangun sebagai *backbone* interkoneksi sistem.
4. Permodelan *Backbone* HVDC 500 kV.
Dari hasil simulasi aliran daya dan permodelan sistem yang telah dibuat sebelumnya, maka selanjutnya dibuat permodelan saluran transmisi *HVDC* 500 kV multiterminal berdasarkan skema interkoneksi yang telah ditentukan.
5. Analisa dan Simulasi Sistem
Pada tahap ini dilakukan kembali simulasi aliran daya pada sistem kelistrikan yang sudah terinterkoneksi, hasil simulasi kemudian dianalisa agar didapat interkoneksi sistem transmisi yang mampu memenuhi kriteria keandalan sistem yang memenuhi standar.

6. Kesimpulan

Pada akhir penelitian akan ditarik kesimpulan berdasarkan analisis yang telah dilakukan.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan dalam tugas akhir ini terdiri atas lima bab dengan uraian sebagai berikut :

Bab 1 : Pendahuluan

Bab ini berisi tentang latar belakang, permasalahan, tujuan, metodologi penelitian, sistematika penulisan serta relevansi atau manfaat laporan tugas akhir.

Bab 2 : Kajian Pustaka

Bab ini berisi teori-teori penunjang yang berhubungan dengan permasalahan yang dibahas pada tugas akhir ini. Teori ini digunakan sebagai dasar dalam penulisan tugas akhir.

Bab 3 : Perancangan Sistem Transmisi Kelistrikan Pulau Kalimantan

Bab ini membahas mengenai sistem kelistrikan di Pulau Kalimantan beserta model saluran transmisi multiterminal HVDC 500 kV yang akan digunakan sebagai *backbone* dalam sistem kelistrikan di pulau kalimantan.

Bab 4 : Simulasi dan Analisis

Bab ini membahas hasil simulasi aliran daya pada sistem kelistrikan di Pulau Kalimantan dengan memperhatikan kondisi keandalan sistem setelah interkoneksi sistem transmisi dilaksanakan.

Bab 5 : Penutup

Bab ini berisi tentang kesimpulan dan saran dari hasil pembahasan yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi

Hasil yang diperoleh dari Tugas Akhir ini diharapkan memberi manfaat sebagai berikut :

1. Sebagai acuan untuk PT. PLN mengenai skema permodelan saluran transmisi yang dapat digunakan sebagai *backbone* interkoneksi di sistem kelistrikan Kalimantan
2. Dapat dijadikan refrensi untuk penelitian selanjutnya yang hendak mengambil topik serupa.

BAB 2

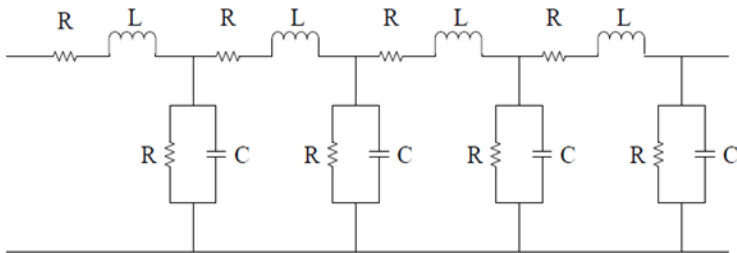
KAJIAN PUSTAKA

2.1 Sistem Transmisi Tenaga Listrik

Salah satu komponen penting dalam sektor ketenagalistrikan adalah sistem transmisi tenaga listrik, sistem transmisi tenaga listrik merupakan keseluruhan elemen dalam penyaluran daya listrik yang saling terkait untuk menyalurkan daya yang dibangkitkan dari pembangkit listrik hingga ke Gardu Induk Transmisi tempat energi Listrik dibutuhkan. Secara umum berdasarkan jenis arus yang dialirkan sistem transmisi tenaga listrik dibagi menjadi 2 yaitu sistem transmisi arus bolak balik (AC) dan sistem transmisi arus searah (DC). Penjelasan masing dari masing masing jenis sistem transmisi tersebut akan dijabarkan dalam subbab dibawah ini.

2.1.1 Sistem Transmisi Arus Bolak Balik (AC)

Sistem Transmisi Tenaga listrik arus bolak balik (AC) merupakan salah satu jenis sistem transmisi dalam sistem tenaga listrik yang menggunakan arus bolak balik sebagai media penyaluran daya listrik. Pada sistem transmisi ini, rating tegangan bolak balik dibuat bernilai tinggi untuk mengurangi tegangan jatuh serta rugi-rugi daya. Jarak yang cukup jauh dari pusat pembangkit hingga ke pusat beban menyebabkan penurunan tegangan akibat adanya line charging pada saluran dan rugi-rugi daya [3]. Umumnya rugi-rugi daya yang dihasilkan dapat berupa panas berlebih pada konduktor kabel saluran transmisi yang dialiri oleh arus yang berlebih.



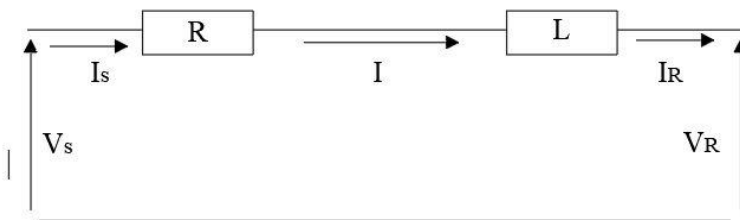
Gambar 2. 1 Rangkaian Pengganti Saluran Transmisi [3]

Dalam pemodelan saluran transmisi, parameter parameter dalam saluran transmisi ditentukan bergantung pada panjang dari saluran transmisi yang akan dibuat. Semakin panjang saluran maka nilai parameter parameter saluran yang digunakan akan semakin besar. Berdasarkan jenis salurannya, saluran transmisi dibedakan menjadi Saluran Udara (*Overhead Lines*), Saluran Kabel Tanah (*Underground Lines*) dan Saluran Kabel Laut (*Submarine Lines*) [3]. Berdasarkan panjang salurannya, saluran transmisi dikelompokkan menjadi 3 bagian, yaitu:

1. Saluran Transmisi Pendek
2. Saluran Transmisi Menengah
3. Saluran Transmisi Panjang

2.1.1.1 Saluran Transmisi Pendek

Saluran transmisi pendek adalah jenis saluran transmisi yang digunakan pada jarak yang kurang dari 80 km (50 miles) dan rating tegangan kurang dari 69 kV, umumnya pada saluran transmisi pendek nilai dari kapasitansi saluran dapat diabaikan [3]. Berikut merupakan rangkaian ekivalen dari saluran transmisi pendek.



Gambar 2. 2 Rangkaian Ekivalensi Saluran Transmisi Pendek [3]

Keterangan gambar :

- V_s = Tegangan sisi kirim (Volt)
 V_R = Tegangan sisi terima (Volt)
 I_s = Arus sisi kirim (Ampere)
 I_R = Arus sisi terima (Ampere)
 Z = $(R+jXL)$ = Impedansi saluran (ohm)

Berdasarkan gambar diatas, maka bisa diketahui bahwa arus sisi kirim (I_s) akan sama besar dengan arus sisi terima (I_R). Hal ini disebabkan karena pada transmisi saluran pendek besarnya nilai kapasitansi saluran dapat diabaikan. Besarnya nilai dari arus sisi kirim dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$I_s = CV_R + DI_R \quad (2.1)$$

Besar tegangan pada sisi kirim dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$V_s = AV_R + BI_R \quad (2.2)$$

Dengan parameter parameter saluran yang bernilai sebagai berikut :

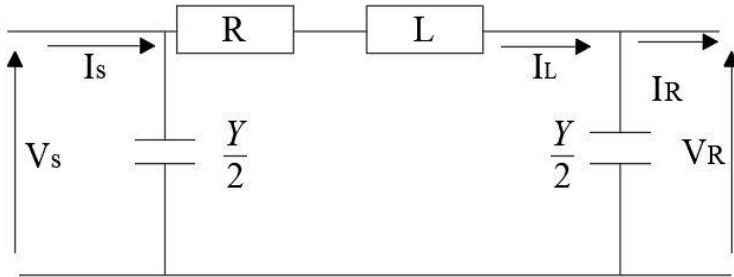
$$\begin{array}{ll} A = 1 & B = Z \\ C = 0 & D = 1 \end{array}$$

2.1.1.2 Saluran Transmisi Menengah

Saluran transmisi menengah merupakan jenis saluran transmisi yang memiliki panjang saluran antara 80 km (50 miles) hingga mencapai 250 km (150 miles) [3]. Berdasarkan bentuk salurannya, saluran transmisi menengah dibedakan menjadi 2 jenis yaitu :

1. Saluran transmisi menengah dengan konfigurasi T
Saluran transmisi menengah dengan konfigurasi T merupakan salah satu jenis saluran transmisi dengan pusat kapasitansi berada pada satu titik diantara kedua ujung saluran. Impedansi seri pada saluran ini terbagi dua pada kedua cabang.
2. Saluran transmisi menengah dengan konfigurasi Phi
Saluran transmisi menengah dengan konfigurasi Phi (π) merupakan jenis saluran transmisi dengan kapasitansi yang berada pada titik awal dan titik akhir saluran serta impedansi seri terpusat pada satu titik pada cabang seri.

Rangkaian ekivalen dari saluran transmisi menengah dengan konfigurasi Phi (π) dan konfigurasi T ditunjukkan pada gambar 2.3 dan gambar 2.4, berikut adalah gambar rangkaiannya :



Gambar 2. 3 Rangkaian Saluran Transmisi Rangkaian Phi (π) [3]

Keterangan gambar :

V_S = Tegangan sisi kirim (Volt)

I_S = Arus sisi kirim (Ampere)

V_R = Tegangan sisi terima (Volt)

I_R = Arus sisi terima (Ampere)

$Z = (R+jX_L) = \text{Impedansi saluran (ohm)}$

Arus pada sisi kirim dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (2.3)$$

Tegangan pada sisi kirim dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (2.4)$$

Dengan parameter parameter saluran yaitu sebagai berikut :

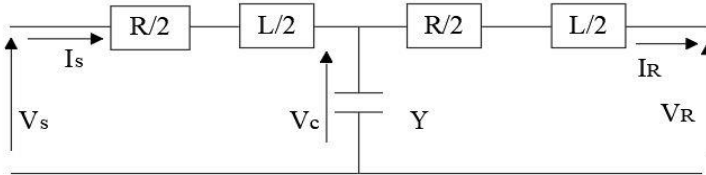
$$A = D = 1 + \frac{1}{2}YZ \quad (2.5)$$

$$B = Z \quad (2.6)$$

$$C = Y \left(1 + \frac{1}{4} YZ \right) \quad (2.7)$$

$$Y = j\omega C \quad (2.8)$$

Saluran transmisi dengan rangkaian T ditunjukkan pada gambar 2.4



Gambar 2. 4 Rangkaian Saluran Transmisi Rangkaian T [3]

Keterangan gambar :

- V_S = Tegangan sisi kirim (Volt)
- I_S = Arus sisi kirim (Ampere)
- V_R = Tegangan sisi terima (Volt)
- I_R = Arus sisi terima (Ampere)
- $Z = (R + jX_L)$ = Impedansi saluran (ohm)

Tegangan pada sisi kirim dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (2.9)$$

Arus pada sisi kirim dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (2.10)$$

Dengan parameter parameter saluran sebagai berikut :

$$A = D = 1 + \frac{1}{2} YZ \quad (2.11)$$

$$B = Z \left(1 + \frac{1}{4} YZ \right) \quad (2.12)$$

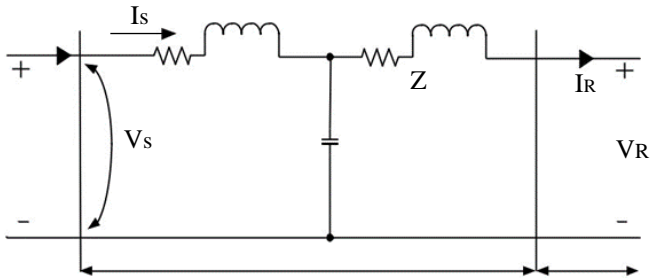
$$(2.13)$$

$$C = Y$$

$$Y = j\omega C \quad (2.14)$$

2.1.1.3 Saluran Transmisi Panjang

Saluran transmisi panjang merupakan jenis saluran transmisi yang memiliki karakteristik panjang saluran lebih dari atau sama dengan 150 km (250 miles). Parameter parameter dalam saluran ini terdistribusi secara merata pada setiap bagian saluran [3]. Gambar dari rangkaian ekivalen saluran transmisi panjang yaitu sebagai berikut :



Gambar 2. 5 Rangkaian Ekivalen Saluran Transmisi Panjang [3]

Keterangan gambar :

V_S = Tegangan sisi kirim (Volt)

I_S = Arus sisi kirim (Ampere)

V_R = Tegangan sisi terima (Volt)

I_R = Arus sisi terima (Ampere)

$Z = (R+jX_L) =$ Impedansi saluran (ohm)

Tegangan pada sisi kirim dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (2.15)$$

Arus pada sisi kirim dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (2.16)$$

Dengan memperhatikan parameter saluran sebagai berikut :

$$A = D = 1 + \frac{1}{2}YZ \quad (2.17)$$

$$B = Z \left(1 + \frac{1}{6}YZ \right) \quad (2.18)$$

$$C = Y \left(1 + \frac{1}{6}YZ \right) \quad (2.19)$$

$$Y = j\omega C \quad (2.20)$$

2.1.2 Sistem Transmisi Arus Searah (DC)

Sistem transmisi arus searah merupakan salah satu sistem transmisi yang menggunakan arus searah sebagai penyalur daya. Sistem transmisi ini merupakan salah satu sistem transmisi yang aman dan efisien dalam menyalurkan daya pada jarak yang jauh dengan rugi-rugi yang minimal dan biaya yang murah. Sistem transmisi ini umumnya memerlukan konverter dan filter pada setiap terminal penyaluran dayanya. Konverter berfungsi sebagai piranti yang merubah jenis arus dari AC-DC maupun sebaliknya dan filter berfungsi untuk meredam frekuensi harmonisa yang diakibatkan oleh kerja konverter [2]. Pada penerapannya sistem ini memerlukan saluran transmisi yang lebih sedikit dan lebih tipis serta memiliki rugi-rugi yang lebih kecil dibandingkan dengan sistem transmisi AC.

Topologi konverter dalam sistem transmisi DC yang tersedia saat ini ada dua yaitu :

1. *Line-Commutated Converters (LCC)*
2. *Voltage Source Converters (VSC)*

Topologi yang banyak digunakan saat ini adalah LCC yang berbasis katup thriystor yang dipasang untuk tansmisi HVDC yang dayanya mencakup hingga ribuan MW. Topologi LCC merupakan

Current Source Converter (CSC) karena Arus DC akan tetap konstan mengalir dengan menggunakan induktor besar yang membentuk sumber arus pada sisi DC. Teknologi ini sudah solid dan menyediakan sistem transmisi yang efisien dan handal untuk banyak pengaplikasian [2]. Umumnya *Kontroller Flexible AC Transmission System* (FACTS) dikombinasikan dengan LCC untuk meningkatkan meningkatkan kemampuan kontrol dan meningkatkan kemampuan transfer daya.

Sementara topologi VSC berbasis saklar yang dapat dikontrol, umumnya *Insulated Gate Bipolar Transistors* (IGBTs). IGBTs bisa di hidup dan matikan sehingga keuntungannya dari beralih (switching) berkali-kali per siklus dan meningkatkan distorsi harmonik dari sinyal output. Hasilnya adalah kebutuhan ruang yang menurun karena memerlukan filter harmonik yang lebih sedikit. Topologi VSC memungkinkan kontrol daya aktif dan reaktif yang cepat dan independen sehingga tidak memerlukan kompensasi daya reaktif atau *capacitor bank* tidak diperlukan. Tetapi topologi ini memungkinkan rugi-rugi yang lebih besar karena adanya switching frekuensi tinggi dan rugi-rugi pada IGBT dibandingkan dengan thyristor [2].

Berikut ini adalah tabel yang menjelaskan secara singkat perbedaan antara teknologi konverter LCC dan VSC.

Tabel 2.1 Perbedaan teknologi konverter LCC dan VSC [2]

Konverter LCC	Konverter VSC
Menggunakan Thyristor	Menggunakan Dioda
Digunakan pada transmisi daya yang besar	Digunakan pada transmisi daya menengah
Rugi rugi daya 0,8% tiap converter	Rugi rugi daya 1-2%
Membutuhkan daya reaktif	Menghasilkan dan mengelola daya reaktif
Membutuhkan AC Grid yang kuat dalam sistem penyaluran dayanya	Membantu AC Grid dalam sistem penyaluran dayanya
Membutuhkan filter dalam kapasitas yang besar	Membutuhkan filter dalam kapasitas kecil atau dapat ditiadakan

Lanjutan Tabel 2.1

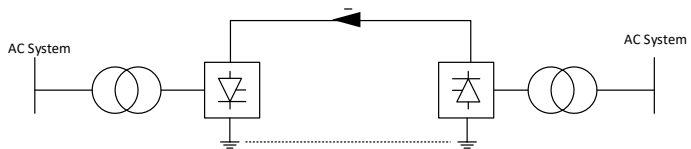
Menghasilkan harmonisa berorde rendah	Menghasilkan harmonisa berorde tinggi
Aliran daya diubah dengan membalik polaritas tegangan	Aliran daya diubah dengan mengatur arah arus

2.1.2.1 Jenis Jenis Konfigurasi Sistem Transmisi Arus Searah

Konfigurasi sistem transmisi *HVDC(High Voltage Direct Current)* atau transmisi tegangan tinggi arus searah yang menggunakan konverter penyearah dari AC menjadi DC secara umum menurut skema pengiriman dayanya dibagi menjadi tiga yaitu :

a. *Monopolar Link*

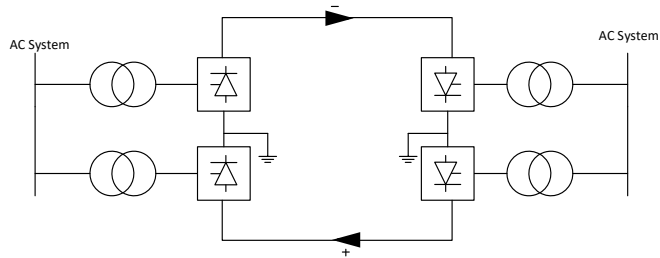
Pada konfigurasi ini sistem transmisi HVDC hanya menggunakan satu konduktor dengan polaritas negatif dan pada ujung ujung saluran transmisi konverter ditanahkan.



Gambar 2. 6 Mopolar Link [2]

b. *Bipolar Link*

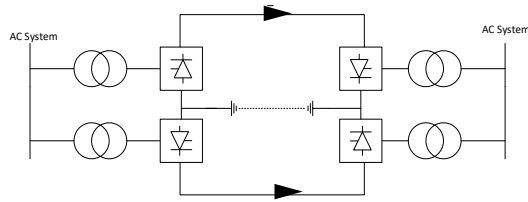
Pada konfigurasi ini terdapat dua konduktor, positif dan negatif. Pada tiap terminal tedapat dua konverter yang sesuai dengan level tegangan yang terhubung dengan sisi DC. Pada persimpangan antar konverter biasanya ditanahkan dan biasanya arus mengalir pada kedua pole dengan besar arus yang sama dan tidak terdapat arus yang mengalir menuju tanah(*ground*).



Gambar 2. 7 Bipolar Link [2]

c. Homopolar Link

Pada konfigurasi ini terdapat dua konduktor namun memiliki polaritas yang sama biasanya merupakan polaritas negatif. Digunakan polaritas negatif dikarenakan dapat mengurangi interfrensi radio yang disebabkan oleh korona.



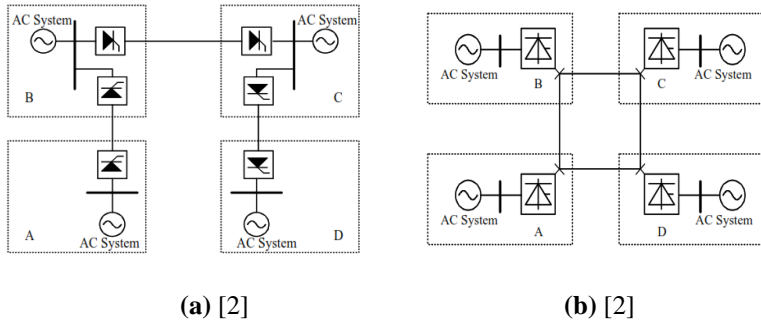
Gambar 2. 8 Homopolar Link [2]

2.2 Sistem Transmisi HVDC Multi Terminal

Keberhasilan penerapan transmisi DC dua terminal telah menunjukkan bahwa ada keuntungan ekonomi dan teknis yang juga dapat diwujudkan dengan sistem *multi-terminal DC* (MTDC), di mana tiga atau lebih konverter DC saling terhubung oleh jaringan transmisi DC. Sebuah Sistem MTDC yang terpasang dalam jaringan AC yang besar dan kuat dapat memberikan pemanfaatan saluran transmisi DC yang lebih ekonomis serta fleksibilitas pengembangan jaringan yang lebih efisien dalam pengiriman daya dan stabilisasi sistem AC.

Sistem transmisi HVDC yang mentransmisikan energi listrik melintasi jarak yang sangat jauh antara sumber-sumber energi pada suatu jaringan yang terinterkoneksi atau antara jaringan yang terpisah dapat

dicapai dengan mewujudkan sistem transmisi *point-to-point* HVDC dan dengan sistem transmisi MTDC(*Multiterminal Direct Current*). [2]



Gambar 2. 9 HVDC *point-to-point* (a) serta HVDC MultiTerminal (b)

Keuntungan dasar sistem HVDC multi terminal dibandingkan dengan sistem *point-to-point* HVDC adalah sebagai berikut :

1. Jumlah konverter HVDC dan total dayanya lebih rendah.
2. Rugi-rugi transmisi lebih rendah . Pada sistem *point-to-point* HVDC aliran listrik mengalir dari A ke D melalui enam stasiun.
3. Pada jaringan mesh, distribusi arus secara otomatis akan merata sehingga meminimalkan rugi-rugi jaringan.

Skema yang dipertimbangkan untuk mengendalikan sistem MTDC adalah strategi pembatasan arus yang pada dasarnya merupakan perpanjangan dari metode kontrol yang saat ini digunakan untuk sistem HVDC dua terminal. Dalam skema ini, karena alasan keamanan dan operasional, koordinasi secara terus menerus dari urutan arus di konverter harus dicapai. Khususnya, dalam kasus gangguan pada satu terminal, sangat penting untuk dengan cepat mengatur ulang urutan arus di terminal yang tersisa. Pada metode pembatasan arus akan cenderung memaksakan tuntutan yang ketat mengenai kecepatan, presisi, dan keandalan pada sistem komunikasi yang diperlukan untuk sistem MTDC [2].

Perbedaan antara HVDC dua terminal dan sistem HVDC multi-terminal diberikan di bawah ini :

- a) Setiap terminal memiliki potensi untuk beroperasi pada arus dan daya yang berbeda. Karakteristik kontrol *steady-state* memiliki

beberapa persyaratan tetapi pada dasarnya sama dengan sistem dua terminal yaitu : kemampuan untuk beroperasi pada tegangan DC yang ekstrim dibatasi oleh sudut penyalan minimum (rectifier) dan sudut pemadaman minimum (inverter), yang dihubungkan oleh mode arus konstan. Ketika beroperasi pada tegangan DC normal, setiap terminal, kecuali satu, akan mengendalikan arusnya sendiri dengan pengaturan tegangan terminal yang tersisa pada arus yang ditentukan oleh terminal lain, sehingga tidak ada batasan arus yang berlebih. Satu set perintah atau batas yang tidak kompatibel bisa menghasilkan overload pada terminal pengendali tegangan atau run-down dari seluruh sistem.

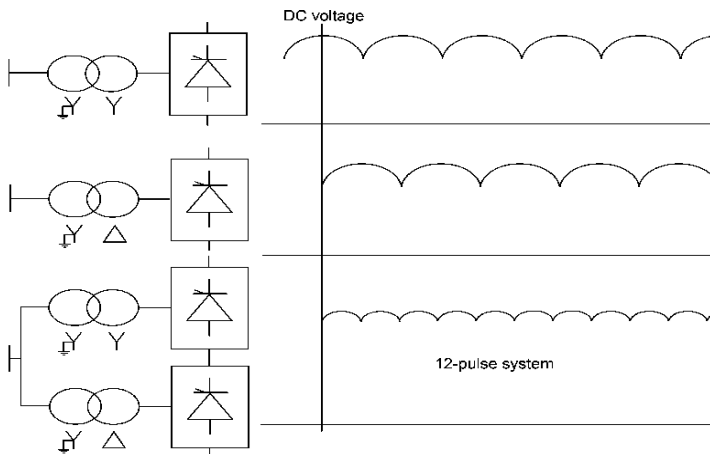
- b) Gangguan sementara di satu terminal (misalnya, kegagalan pergantian) yang secara sementara mengurangi tegangan DC mempengaruhi distribusi daya di semua terminal. Respons yang diterima merupakan masalah penting pada integritas sistem.
- c) Arus dapat dialihkan secara sementara ke inverter yang rusak. Semakin besar perbedaan antara rating inverter, semakin besar potensi arus lebih transien per unit di rating inverter terendah. Hal ini berimplikasi untuk desain katup thyristor, pemilihan reaktor smoothing dan karakteristik respons pemulihan.
- d) Setiap bagian dari saluran DC umumnya akan membawa arus yang berbeda. Rating saluran seharusnya mengakomodasi persyaratan yang dibutuhkan dan juga mempertimbangkan rencana ekspansi lebih lanjut di setiap multi terminal.
- e) Ada kemungkinan untuk desain filter DC dan evaluasi interferensi karena sumber harmonisa DC menjadi parah. Program aliran daya dan stabilitas harus mempertimbangkan aliran daya DC internal, berbagai strategi sistem kontrol dan penjadwalan daya antara terminal.
- f) Prospek power-tap rendah yang beroperasi pada arus yang rendah tetapi pada tegangan DC penuh menempatkan batasan pada pemilihan thyristor untuk desain katup yang optimal.
- g) Ketika sistem multi-terminal melapisi sistem AC yang saling berhubungan atau terisolasi, ada pengendalian penuh (selama operasi steady state dan dinamis) pada pertukaran daya antara

titik koneksi AC, terlepas dari keuntungan ekonomi transmisi apa pun [2].

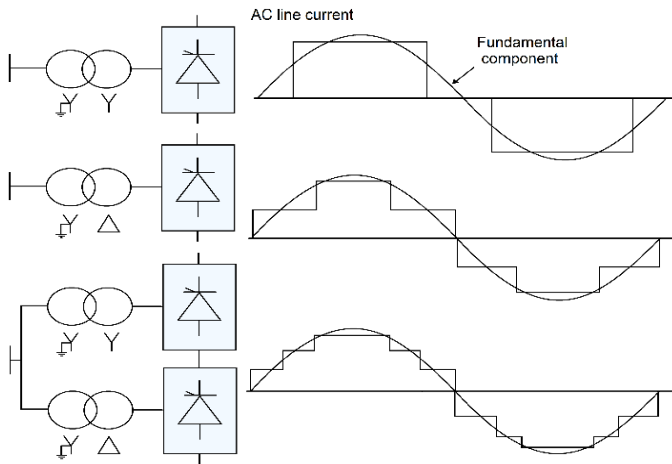
2.3 Filter dan Harmonisa pada Sistem Transmisi Arus Searah

Harmonisa dalam sistem daya didefinisikan sebagai modulasi tegangan atau arus sebagai kelipatan bilangan bulat dari frekuensi dasar. Arus harmonisa menghasilkan distorsi tegangan dan kerugian tambahan *overheating*, oleh karenanya arus harmonisa harus dibatasi. Konverter LCC 12-pulsa beroperasi sebagai sumber arus harmonisa di sisi AC, dan sebagai sumber tegangan harmonisa di sisi DC. *Filter* harmonisa diperlukan pada sisi AC, dengan fungsi membatasi distorsi arus yang disebabkan oleh konverter harmonisa, dan mengimbangi daya reaktif yang diserap oleh konverter karena beroperasi lagging. Kehadiran distorsi harmonisa adalah masalah kualitas daya dan dapat memiliki konsekuensi serius pada peralatan yang terhubung.

Dua jembatan 6-pulsa yang membentuk konverter 12-pulsa terhubung ke trafo Y-Y dan trafo Y- Δ . Akibatnya, tegangan AC yang dipasang ke setiap jembatan memiliki Pergeseran fasa 30° , seperti yang diilustrasikan. Setiap jembatan memiliki komponen *ripple* yang nilainya enam kali dari frekuensi dasar dan sehingga menghubungkan jembatan secara seri dan komponen *ripple* berkurang [2].



Gambar 2. 10 Sistem Konverter 12 pulsa



Gambar 2. 11Waveform tegangan AC dengan gangguan harmonik

Gambar 2.11 mengilustrasikan penyaluran fasa arus AC yang dipasang ke konverter setelah melalui trafo. Arus memiliki komponen fundamental dan harmonis di dalamnya bentuk gelombangnya. Bentuk gelombang dari transformator terhubung Y-Y adalah persegi panjang, sementara untuk transformator Y- Δ berbentuk persegi panjang bertahap. Total arus AC dari konverter 12-pulsa adalah jumlah dari dua arus 6-pulsa dan penurunan distorsi harmonisa dapat diamati.

Karakteristik harmonisa terkait dengan jumlah pulsa konverter, dan $k \pm 1$ untuk sisi AC dan k untuk sisi DC, di mana k adalah bilangan bulat. Ini menghasilkan harmonisa pada sisi AC dari 11, 13, 23, 25 dan seterusnya, dan harmonik di urutan ke-12, 24 di sisi DC. [2] Filter yang di-tuning atau filter pass-band digunakan untuk menghilangkan satu atau beberapa frekuensi harmonisa. Resistor, kapasitor dan induktor dirangkai seri untuk menyusun filter, atau resistor dapat sejajar dengan induktor. Filter-filter ini digunakan untuk menghapus harmonik 11 dan 13. High-pass filter menyediakan impedansi rendah terhadap pita frekuensi yang luas, dan dapat digunakan untuk menyelesaikan ke-12 dan harmonik ke 24. High-pass filter selalu menyertakan resistor secara paralel dengan

induktor, yang menghasilkan karakteristik teredam pada frekuensi di atas penyetelan frekuensi.

2.4 Analisis Aliran Daya

Pada dasarnya analisis aliran daya merupakan hal dasar dan utama dalam melakukan perencanaan dan pengembangan suatu sistem serta mengevaluasi sistem yang telah ada. Aliran daya didefinisikan sebagai bentuk penyaluran daya listrik dari pembangkit hingga ke beban melalui komponen sistem kelistrikan serta saluran transmisi yang terhubung dalam satu titik pertemuan dari semua komponen sistem [3]. Dalam konteks ini analisis aliran daya pada sistem transmisi tenaga listrik juga dapat dibagi menjadi 2 yaitu analisis aliran daya pada sistem transmisi arus searah (DC) dan analisis aliran daya pada sistem transmisi arus bolak balik (AC).

2.4.1 Analisis Aliran Daya pada Sistem Transmisi Arus Searah

Pada sistem transmisi arus searah metode analisis aliran daya harus mempertimbangkan beberapa hal. Untuk mewakili sistem transmisi DC dalam menganalisa aliran daya ,beberapa hal yang perlu dipertimbangkan anatara lain:

1. Jenis konverter
2. Jenis/tipe jaringan saluran transmisi
3. Hubungan antara sistem AC dan DC
4. Jenis sistem kontrol DC

Selain hal-hal di atas, pertimbangan untuk konverter yang dipakai diasumsikan memenuhi hal-hal di bawah ini :

1. Arus DC I_d harus bebas ripple
2. Pada sistem AC, inverter dan rectifier harus memiliki gelombang sinusoidal sempurna, frekuensi konstan, sumber tegangan dan impedansi yang seimbang. Diasumsikan harmonisa arus dan tegangan tidak tersebar di sistem AC karena filtering
3. Trafo konverter tidak mengalami saturasi

Persamaan konverter yang digunakan dalam menganalisa aliran daya sebagai berikut :

$$V_{do} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot B \cdot T \cdot E_{ac} \quad (2.21)$$

$$V_d = V_{do} \cos \alpha - \frac{3}{2} \cdot X_c \cdot I_d \cdot B \quad (2.22)$$

$$\phi \approx \cos^{-1} \left(\frac{V_d}{V_{do}} \right) \quad (2.23)$$

Dengan meniadakan rugi rugi daya pada konverter ataupun serapan daya pada filter maka akan didapat :

$$P = V_d \cdot I_d = P_{ac} \quad (2.24)$$

$$Q = P \tan \phi \quad (2.25)$$

Keterangan :

- E_{ac} = Tegangan RMS line-to-line bus AC
- T = Rasio trafo
- B = jumlah rangkaian konverter.
- P = daya aktif
- Q = Daya reaktif
- X_c = ωL_c = reaktansi komutasi per fasa
- V_d/I_d = tegangan dc/arus dc

2.4.2 Analisis Aliran Daya pada Sistem Transmisi Arus Bolak-Balik

Pada sistem tenaga listrik dengan arus dan tegangan bolak balik(AC), daya yang disalurkan tidak hanya melewati satu bus, melainkan beberapa bus yang saling terkoneksi satu sama lain. Adanya kelebihan daya pada salah satu bus akan dialirkan ke bus lain yang mengalami kekurangan daya. Permasalahan utama dalam analisis aliran daya pada sistem transmisi AC adalah menentukan besar dan sudut fasa tegangan yang mengalir pada setiap bus serta daya aktif dan daya reaktif yang mengalir pada setiap saluran. Pada analisa aliran daya dengan sistem transmisi AC, Terdapat beberapa jenis bus berdasarkan fungsinya antara lain[3] :

1. Bus Beban (Load Bus)

Bus nongenerator disebut bus beban. Bus beban atau sering disebut P-Q bus terhubung dengan beban. Pada bus ini nilai daya aktif dan reaktif diketahui sehingga dapat digunakan untuk analisa aliran daya. Sedangkan besar dan sudut fasa tegangan tidak diketahui sehingga harus ditentukan.

2. Bus Referensi (Slack Bus)

Slack Bus atau swing bus merupakan bus yang terhubung dengan generator. Bus ini menjadi referensi bagi bus tegangan lainnya. Besar nilai dan sudut fasa tegangan diketahui, yang mana umumnya sudut fasa tegangan atau $\delta_1 = 0^\circ$, hal ini agar perhitungan lebih mudah. Slack bus akan mencatu kekurangan daya dan beban yang tidak dapat di suppai oleh generator lain. Nilai dari daya aktif dan reaktif ditentukan.

3. Bus Generator (Voltage Controlled Bus)

Bus tipe ini merupakan bus yang mana besar tegangan dijaga konstan. Daya aktif generator diatur oleh prime mover, serta besar tegangan diatur oleh sistem eksitasi generator. Oleh karena itu daya aktif dan besar tegangan diketahui. Sedangkan besar dari daya reaktif dan sudut fasa tegangan ditentukan. Bus generator sering disebut dengan istilah P-V bus.

2.4.2.1 Persamaan Aliran Daya pada Sistem Transmisi Arus Bolak-Balik

Untuk menentukan analisis aliran daya pada sistem AC, maka ditentukan suatu persamaan matematis untuk menyelesaikan permasalahan aliran dayanya. Dalam hal ini dengan menggunakan persamaan Kirchoff arus, maka persamaan aliran daya ditentukan sebagai berikut :

$$I_i = y_{i0}V_i + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \quad (2.26)$$

$$I_i = (y_{i0} + y_{i1} + y_{i2} + \dots + y_{in}) V_i - y_{i1} V_1 - y_{i2} V_2 - \dots - y_{in} V_n \quad (2.27)$$

Keterangan:

V_i = Tegangan pada bus i

I_i = Arus pada bus i

y_{iN} = Admitansi antara bus i dan bus N

y_{io} = admitansi antara bus i dan ke tanah

Dari persamaan (2.26) dan (2.27), maka dapat dituliskan dengan persamaan sebagai berikut:

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j, \quad j \neq 1 \quad (2.28)$$

Keterangan:

V_i = Tegangan pada bus i

V_j = Tegangan pada bus j

I_i = Arus pada bus i

y_{ij} = Admitansi antara bus i dan bus j

Daya aktif dan daya reaktif pada bus i ditentukan dengan persamaan sebagai berikut:

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (2.29)$$

Atau

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (2.30)$$

Keterangan:

V_i = Tegangan pada bus i

I_i = Arus pada bus i

P_i = Daya aktif pada bus i

Q_i = Daya reaktif pada bus i

Dengan mensubstitusikan persamaan (2.29) dan (2.30) maka didapatkan hubungan antara daya aktif serta daya reaktif dengan admitansi pada saluran sebagai berikut:

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j, \quad j \neq 1 \quad (2.31)$$

Keterangan:

- V_i = Tegangan pada bus i
- V_j = Tegangan pada bus j
- y_{ij} = Admitansi antara bus i dan bus j
- P_i = Daya aktif pada bus i
- Q_i = Daya reaktif pada bus i

Dari Persamaan (2.31), maka dapat diketahui bahwa nilai aliran daya pada bus i diperlukan adanya iterasi. Hal itu dikarenakan persamaan tersebut dalam persamaan aljabar non-linier.

2.5 Metode Newton Raphson

Dalam perhitungan aliran daya pada sistem tenaga listrik yang mencakup wilayah yang luas atau biasa disebut sebagai sistem yang besar, salah satu metode perhitungan yang sering digunakan adalah Metode Newton-Raphson. Metode ini memiliki konvergensi kuadratik yang baik, perhitungan yang cepat serta lebih sedikit dalam penggunaan iterasi. Sehingga penggunaan metode ini dianggap lebih praktis dan efisien.

Pada penggunaannya dapat dihitung arus yang mengalir pada bus i dituliskan dengan persamaan (2.26) dan ditulis ulang dengan persamaan sebagai berikut:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (2.32)$$

Apabila persamaan (2.32) dijadikan dalam bentuk polar, maka menjadi persamaan sebagai berikut:

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (2.33)$$

Daya kompleks pada bus i yaitu:

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (2.34)$$

Dengan mensubstitusikan persamaan (2.33) ke dalam persamaan (2.35), maka didapatkan persamaan daya kompleks sebagai berikut:

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (2.35)$$

Dengan memisahkan komponen riil dan imajiner dari daya kompleks diatas, maka didapatkan daya aktif dan daya reaktif pada bus i sebagai berikut:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.36)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.37)$$

Keterangan:

- P_i = Daya aktif yang mengalir pada bus i
- Q_i = Daya reaktif yang mengalir pada bus i
- Y_{ij}, θ_{ij} = Magnitude dan sudut phasa elemen matriks admitansi Y
- V_i, δ_i = Magnitude tegangan dan sudut phasa pada bus ke- i
- V_j, δ_j = Magnitude tegangan dan sudut phasa pada bus ke- j

Kemudian setelah mengetahui besar tegangan dan daya tiap bus, maka akan ditentukan matriks Jacobian untuk iterasi selanjutnya. Matriks Jacobian terdiri dari empat komponen yaitu komponen H, komponen N, komponen J dan komponen L.

$$\text{Jacobian Matriks} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Dengan penjelasan tiap elemen matriks sebagai berikut:

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \quad (2.39)$$

$$N_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} |V_j| \quad (2.38)$$

$$J_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \quad (2.39)$$

$$L_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} |V_j| \quad (2.40)$$

Untuk mencari besar aliran daya pada tiap bus, dapat dituliskan persamaan beban sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta|V|}{|V|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

Selanjutnya dari perkalian matriks Jacobian pada persamaan, akan didapatkan nilai dari $\Delta\theta_i$ dan $\Delta|V_i|$ yang digunakan sebagai *update* sudut dan magitude tegangan pada tiap bus.

$$\theta_i^{(k+1)} = \theta_i^{(k)} + \Delta\theta_i \quad (2.42)$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta|V_i| \quad (2.43)$$

Keterangan :

- $(k + 1)$ = Jumlah iterasi dari Newton-Raphson
- $\Delta|V_i|$ = Perubahan magnitude tegangan pada bus ke- i
- $\Delta\theta_i$ = Perubahan sudut tegangan pada bus ke- i

Selisih daya aktif dan daya reaktif pada tiap bus antara sistem baru dengan sistem lama akan dibandingkan dimana ketelitian telah ditentukan. Nilai ketelitian sangat berkaitan. Apabila nilai ketelitian telah tercapai, maka proses iterasi dinyatakan selesai. Namun apabila nilai ketelitian belum tercapai maka proses iterasi tetap berlanjut hingga didapatkan ketelitian yang sesuai.

2.6 Metode Analitik Kompensasi Daya Reaktif untuk perbaikan Stabilitas Profil Tegangan

Stabilitas tegangan merupakan salah satu parameter yang menentukan keandalan dari sebuah sistem kelistrikan untuk bisa tetap berada dalam kondisi normal ketika sistem beroperasi. Dalam sistem transmisi biasanya umum ditemui masalah masalah seperti rugi rugi daya dan adanya fenomena line charging pada saluran yang menyebabkan drop tegangan pada sisi terima. Untuk menghindari ketidakstabilan ini, biasanya ada beberapa langkah pencegahan yang bisa diambil seperti instalasi skema kompensasi daya reaktif.

Perangkat kompensasi pada sistem kelistrikan menyediakan kompensasi daya reaktif yang berguna untuk mengurangi kerugian daya pada jaringan, mengurangi kehilangan energi; meningkatkan profil tegangan serta memulihkan kekuatan faktor daya dari setiap bus[7].

Pada permodelan kali ini selain menyediakan perencanaan sistem transmisi akan direncanakan juga skema perbaikan profil tegangan pada setiap bus sistem dengan menggunakan metode Analitik untuk menentukan Reactive Contribution Factor dari setiap bus pada sistem. Implementasi metode ini akan dijabarkan dalam langkah langkah berikut.

2.6.1 Elaborasi Modal Analysis untuk Reduksi Jacobian Matrix

Untuk melakukan analisis modal, persamaan tegangan listrik steady state yang dilayankan digunakan sebagai berikut:

$$\begin{matrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{matrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{matrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{matrix} \quad (2.46)$$

Keterangan :

ΔP = perubahan tambahan di daya aktif bus

ΔQ = perubahan tambahan di daya reaktif yang masuk ke dalam bus

$\Delta\theta$ = perubahan tambahan di tegangan bus

ΔV = perubahan tambahan di magnitude tegangan bus

Untuk mengetahui hubungan kestabilan tegangan dan daya reaktif, daya aktif (P) di jaga tetap konstan. Karena daya aktif konstan ($\Delta P=0$), maka persamaan di atas menjadi

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

$$0 = J_{P\theta}\Delta\theta + J_{PV}\Delta V$$

$$\Delta\theta = -J_{PV}\Delta V + J_{P\theta}^{-1} \quad (2.45)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta}\Delta\theta + J_{QV}\Delta V \quad (2.46)$$

Jika persamaan (2.45) disubstitusikan ke persamaan (2.46) maka menjadi :

$$\Delta Q = [J_{Q\theta} - J_{QV}J_{P\theta}^{-1}J_{P\theta}] \Delta V$$

$$J_R = [J_{Q\theta} - J_{QV}J_{P\theta}^{-1}J_{P\theta}]$$

$$\Delta Q = J_R \Delta V$$

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (2.47)$$

J_R^{-1} atau reduksi invers matriks jacobian merupakan matriks yang menunjukkan korelasi langsung antara tegangan bus dan daya reaktif yang masuk ke dalam bus. Hal ini diasumsikan bahwa daya aktif adalah nol dan sudut tegangan disubstitusikan kemudian didapatkan persamaan yang lebih sederhana dan fokus.

2.6.2 Penghitungan Reactive Contribution Factor (RCF)

Dari persamaan (2.47) ,dapat terlihat bahwa perubahan tegangan (ΔV) didapatkan dengan mengalikan daya reaktif yang masuk ke bus tertentu dengan reduksi invers matriks jacobian (J_R^{-1}). Ketika dielaborasi lebih jauh maka,

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathfrak{R}_{11} & \mathfrak{R}_{12} & \dots & \mathfrak{R}_{1n} \\ \mathfrak{R}_{21} & \mathfrak{R}_{22} & \dots & \mathfrak{R}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathfrak{R}_{m1} & \mathfrak{R}_{m2} & \dots & \mathfrak{R}_{mn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

$$J_R^{-1} = \begin{bmatrix} \mathfrak{R}_{11} & \mathfrak{R}_{12} & \dots & \mathfrak{R}_{1n} \\ \mathfrak{R}_{21} & \mathfrak{R}_{22} & \dots & \mathfrak{R}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathfrak{R}_{m1} & \mathfrak{R}_{m2} & \dots & \mathfrak{R}_{mn} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

Nilai RCF pada setiap bus dihitung dengan menambahkan elemen dari reduksi invers matriks jacobian secara vertikal sehingga RCF pada bus j menjadi :

$$RCF_j = \mathfrak{R}_{1j} + \mathfrak{R}_{2j} + \mathfrak{R}_{3j} + \dots + \mathfrak{R}_{mj} \quad (2.50)$$

$$RCF_j = \sum_{i=1}^n \mathfrak{R}_{ij} \quad (2.51)$$

Di mana \mathfrak{R}_{ij} merupakan elemen dari baris i dan kolom j pada reduksi invers matriks jacobian. RCF memberi tahu kontribusi setiap bus untuk meningkatkan kestabilan tegangan. Selain bertujuan untuk penempatan kompensator yang meningkatkan kestabilan tegangan, penghitungan RCF berfokus pada efek dari bus yang tidak stabil. RCF menghitung semua bus dan memperhatikan bus yang tidak stabil.

2.6.3 Penghitungan Eigen Value sebagai indeks kestabilan

Eigen value diperoleh dari matriks Jacobian yang tereduksi (J_R) yang menggambarkan tingkat kestabilan sistem. Eigen value dari J_R dapat digunakan untuk mengidentifikasi keadaan ketika tegangan sistem menjadi tidak stabil. Besarnya eigen value dari J_R memberikan perkiraan kedekatan relatif sistem dengan ketidakstabilan. Untuk tujuan praktis, matriks Jacobian yang tereduksi adalah sebuah matriks simetris, Jika $V-Q$ positif, maka, semua eigen value juga positif. Hal ini menunjukkan bahwa tegangan sistem stabil. Ketika sistem lebih tertekan, nilai eigen dari J_R menjadi lebih kecil pada titik kritis dari kestabilan tegangan sistem. Eigen value dari J_R menjadi,

$$Eigen[J_R] = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

2.6.4 Prosedur Algoritma Metode Yang Digunakan

Prosedur langkah demi langkah metode yang digunakan dapat dijelaskan sebagai berikut:

- Langkah 1: lakukan program aliran daya untuk menghitung besaran tegangan di semua bus dan rugi-rugi di jaringan
- Langkah 2: mengidentifikasi bus kritis dan bus yang memiliki tegangan di bawah batas kestabilan yaitu 0,95 pu
- Langkah 3: lakukan modifikasi *Modal analysis* untuk menghitung RCF dari invers J_R . RCF yang dihitung hanya berfokus pada bus-bus kritis. Lokasi kompensator dipilih berdasarkan yang kontribusi tertinggi untuk meningkatkan tegangan di bus-bus kritis, ini ditunjukkan oleh RCF tertinggi.
- Langkah 4: instal perangkat kompensasi daya reaktif dengan ukuran 5 MVar di bus dengan RCF tertinggi
- Langkah 5: melakukan analisa aliran daya untuk menghitung rugi-rugi jaringan dan mengevaluasi kestabilan tegangan sistem. Sistem ini dianggap stabil jika tegangan di semua bus antara batas kestabilan tegangan $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu.
- Langkah 6: Jika setidaknya 1 bus memiliki tegangan di bawah 0,95 pu, kemudian kembali ke Langkah 3. Jika semua bus tegangan berada dalam batas kestabilan, maka untuk menilai metode yang digunakan di atas dengan membandingkan hasil dengan penempatan yang berbeda.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 3

Permodelan *Backbone* Saluran Transmisi Sistem Kelistrikan Kalimantan

Pada bab ini akan dijelaskan tentang perencanaan sistem kelistrikan Kalimantan yang akan diinterkoneksi dengan *backbone* 500 kV DC. Model *backbone* yang akan digunakan sebagai saluran transmisi yang menghubungkan wilayah wilayah yang masih terpisah adalah model *backbone* saluran transmisi dengan topologi multi-terminal. Sistem kelistrikan Kalimantan dalam tugas akhir ini dibagi menjadi tiga wilayah yaitu wilayah Provinsi Kalimantan Barat (Kalbar), wilayah Provinsi Kalimantan Selatan dan Provinsi Kalimantan Tengah (Kalselteng), dan Wilayah Provinsi Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara (Kaltimra). Ketiga wilayah tersebut sekarang masih menggunakan rating tegangan transmisi 150 kV dan kedepan terhadap laju pertumbuhan beban yang tidak merata disetiap wilayah maka dibutuhkan skenario interkoneksi yang bisa menyeimbangkan jumlah total pembangkitan dan jumlah total beban dalam sistem kelistrikan di satu Pulau Kalimantan.

3.1 Permodelan Sistem Kelistrikan Kalimantan

Pada subbab ini akan dijelaskan mengenai metode dalam permodelan sistem kelistrikan di setiap wilayah di pulau Kalimantan. Seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya, bahwa sistem kelistrikan dipulau kalimantan di asumsikan dibagi kedalam 3 Wilayah yaitu wilayah Kalbar (Kalimantan Barat), Wilayah Kalselteng (Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah), serta Wilayah Kaltimra (Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara). Model sistem kelistrikan yang diambil dalam tugas akhir ini adalah model sistem kelistrikan Kalimantan di tahun 2029. Asumsi permodelan tersebut adalah karena di tahun 2029 sistem kelistrikan dipulau Kalimantan diharapkan sudah terinterkoneksi sesuai dengan salah satu rujukan dalam RUPTL 2017-2026 [1].

Permodelan sistem kelistrikan di pulau Kalimantan pada tahun 2029 dibuat menyesuaikan kondisi yang paling mendekati dengan kondisi eksisting persebaran gardu induk dan saluran yang berada di pulau kalimantan. Model single line yang digunakan adalah model single line diagram terakhir pada tahun 2026 menurut RUPTL dengan skenario pergantian nilai beban dan penambahan pembangkit.

3.1.1 Data Sistem Kelistrikan Wilayah Kalimantan Barat.

Pada subbab ini akan dipaparkan data beban dan data pembangkitan dalam sistem kelistrikan di Wilayah Kalimantan Barat. Berikut merupakan data prediksi beban di Wilayah Kalimantan Barat.

Tabel 3. 1 Data Beban Wilayah Kalimantan Barat

Beban (MW)				
Tahun	2026	2027	2028	2029
Nama GI				
GI AirUpas	25	25	25	25
GI Bengkayang	15.515802	17.026531	18.681286	20.472216
GI Cemara	57.798726	59.966801	62.205979	64.45118
GI Entikong	9.8229676	10.779402	11.827018	12.960846
GI Kendawangan	7.0397935	7.7252382	8.4760297	9.2886065
GI Ketapang	27.725093	31.857366	36.185343	40.548287
GI Kotabaru	63.27995	69.44134	76.190125	83.49429
GI Kotabaru2	8.8646355	9.7277599	10.67317	11.696382
GI Mempawah	33.528889	34.00554	34.451431	34.822113
GI NangaPinoh	16.624986	17.698614	18.822731	19.955395
GI Ngabang	14.002529	14.913213	15.867243	16.829306
GI Parit Baru	48.0212	52.690269	57.43783	62.165813
GI Putussibau	15.602985	16.608897	17.661974	18.722851
GI Rassau	25	25	25	25
GI Sambas	41.36502	44.006253	46.769252	49.549613
GI Sandai	7.150806	7.8470596	8.6096907	9.4350812
GI Sanggau	44.180946	49.84586	56.050838	61.766444
GI SeiRaya	163.08961	171.75248	180.25077	188.36665
GI Sekadau	17.340767	19.029188	20.878575	22.880154
GI Semparuk	16.207897	17.786013	19.51458	21.385396

Tabel 3.1 Data Beban Wilayah Kalimantan Barat (Lanjutan)

GI Siantan	85.567143	91.695974	98.199974	104.97559
GI Singkawang	75.063444	80.631197	86.250383	91.796411
GI Sintang	36.249893	41.824152	47.929833	53.537972
GI Sukadana	17.877015	19.617649	21.524227	23.587703
GI Tayan	24.808728	27.224283	29.870126	32.733704

Dibawah ini merupakan data pembangkit yang terdapat di wilayah provinsi Kalimantan Barat, data pembangkit di wilayah ini dibagi menjadi 3 yaitu data pembangkitan yang sudah ada sejak 2017, data penambahan pembangkit tetap dan data penambahan pembangkit variabel. Data penambahan pembangkit tetap merupakan data pembangkit yang akan dan sedang dibangun hingga 2026, namun data penambahan pembangkit variabel merupakan data penambahan pembangkit yang belum pasti akan dibangun.

Tabel 3. 2 Data Pembangkit hingga 2017 Wilayah Kalbar

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Parit Baru (FTP 1)	#1	1 x 50
PLTG	MPP Kalbar	#1,2,3,4	4 x 25
PLTG	Kalbar Peaker	#1,2,3,4	4 x 25
INT	Serawak	-	230
Total			480

Berdasarkan data diatas diketahui bahwa terdapat 9 pembangkit dan satu interkoneksi sumber daya listrik yang terhubung dengan Malaysia yang berada di wilayah provinsi Kalimantan Barat dengan total pembangkitan mencapai 480 MW.

Tabel 3. 3 Data Penambahan Pembangkit Tetap

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalbar 1	#1,2	2 x 100
PLTU	Parit Baru (FTP 2)	#1,2	2 x 55
PLTU	Parit Baru (FTP 1)	#1	1 x 50
PLTU	Pantai Kura-Kura	#1,2	2 x 27.5
Total			415

Berdasarkan data diatas diketahui bahwa terdapat 415 MW rencana pembangunan pembangkit baru yang akan dilaksanakan di

wilayah Kalimantan Barat, beberapa pembangkit diatas ada yang sedang berjalan pembangunannya maupun baru memperoleh kesepakatan pembangunan dengan investor.

Tabel 3. 4 Data Penambahan Pembangkit Variabel

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalbar 2	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalbar 3	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalbar 4	#1,2	2 x 100
PLTG	Kalbar 2	#1,2,3,4,5	5 x 50
Total			850

Data pada tabel diatas menjelaskan bahwa ada 850 MW sumber pembangkitan variabel yang akan dibangun di Wilayah Kalimantan Barat. Besarnya nilai pembangkitan sangat ditentukan oleh laju pertumbuhan beban di Wilayah Kalimantan Barat.

3.1.2 Data Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah

Pada subbab ini akan dipaparkan data beban dan data pembangkitan dalam sistem kelistrikan di Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah. Berikut merupakan data prediksi beban di Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah (Kalselteng).

Tabel 3. 5 Data Beban Wilayah Kalimantan Selatan dan Tengah

Beban (MW)				
Tahun	2026	2027	2028	2029
Nama GI				
Amuntai	37.63515	40.35304	43.2377	46.23258
Aranaio	4.252314	4.390536	4.53016	4.664538
Asam	21.39208	22.83076	24.34958	25.91562
Bandara	41.01939	44.59254	48.44388	52.5188
Barikin	45.5351	48.37143	51.34939	54.39774
Bati	31.11517	33.51666	36.07888	38.7565
Batulicin	55.57471	60.41575	65.6337	71.15457
Buntok	19.3396	20.41539	21.54783	22.70697

Tabel 3.5 Data Beban Wilayah Kalselteng (Lanjutan)

Cempaka 150	122.1217	132.7596	144.2257	157.9899
Cempaka 70	4.467129	4.789731	5.132128	3.855089
Gis Ulin	99.87445	108.0786	116.8769	126.1296
Kandangan	19.37701	20.68017	22.05592	23.47445
Kayutangi	23.62411	25.44744	27.3928	29.42578
Kuala Kurun	6.271028	6.59524	6.935184	7.281068
Kotabaru	24.34453	25.80717	27.35363	28.94672
Kasongan	30.1647	32.49284	34.9768	37.57262
Kuala Pembuang	6.264193	6.593284	6.938636	7.290479
Mantuil	59.85292	65.06663	70.68627	76.63214
Marabahan	11.7067	12.37778	13.07842	13.79007
Nangabulik	7.624888	8.043607	8.48406	8.93442
New Palangkaraya	48.71519	52.71689	57.00841	61.52153
Palangkaraya	55.06515	59.58846	64.43937	69.54077
Parenggean	9.338769	9.827756	10.33529	10.84652
Paringin	23.2696	24.83454	26.48666	28.19016
P. Banteng	9.697049	10.25293	10.83329	11.42278
Pangkalan Bun	55.72479	59.49371	63.51302	67.70068
Puruk Cahu	8.533208	9.02668	9.547272	10.08185
Pelaihari	40.78493	44.1352	47.72811	51.50655
PLTU Sampit	15.01064	16.24368	17.56603	18.95666
Pulpis	16.12991	17.29476	18.53109	19.81465
Rantau	51.27622	55.48829	60.00541	64.7558
Satui	25.35584	27.06109	28.86133	30.71755
Sebar	18.03199	19.15518	20.33446	21.54161
Sei Tabuk	24.78875	26.57892	28.47893	30.45154
Selat	41.60737	44.40559	47.35967	50.40562

Tabel 3.5 Data Beban Wilayah Kalselteng (Lanjutan)

Sukamara	5.400838	5.694833	6.003941	6.319773
Sampit	57.7947	62.82912	68.25551	73.99691
Tanjung	48.64974	52.64607	56.93181	61.43888
M. Teweh	17.16173	18.07688	19.038	20.01838
Trisakti 70 kV	12.8015	9.698057	10.48754	11.3178
Trisakti 150 kV	119.3633	133.3234	144.1769	155.5908
Tamiyang	6.708266	7.126117	7.564832	8.013917

Dibawah ini merupakan data pembangkit yang terdapat di wilayah provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, data pembangkit di wilayah ini dibagi menjadi 3 yaitu data pembangkitan yang sudah ada sejak 2017, data penambahan pembangkit tetap dan data penambahan pembangkit variabel. Data penambahan pembangkit tetap merupakan data pembangkit yang akan dan sedang dibangun hingga 2026, namun data penambahan pembangkit variabel merupakan data penambahan pembangkit yang belum pasti akan dibangun.

Tabel 3. 6 Data Pembangkit hingga 2017 Wilayah Kalselteng

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Asam-Asam	#1,2	2 x 65
PLTU	Asam-Asam	#3,4	2 x 65
PLTU	Pulang Pisau	#1,2	2 x 65
PLTMG	Bangkanai	#1-16	16 x 10
PLTA	Riam Kanan	#1	90
Total			640

Berdasarkan data diatas diketahui bahwa terdapat 23 pembangkit yang berada di wilayah provinsi Kalimantan Tengah dan Kalimantan Selatan dengan total pembangkitan mencapai 640 MW

Tabel 3. 7 Data Penambahan Tetap Pembangkit Wilayah Kalselteng

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalsel (FTP 2)	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalselteng 2	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalselteng 1	#1,2	2 x 100

Tabel 3.7 (Lanjutan)

PLTU	Sampit	#1,2	2 x 25
PLTMG	Bangkanai 2	#1-15	15 x 9
Total			785

Berdasarkan data diatas diketahui bahwa terdapat 785 MW rencana pembangunan pembangkit baru yang akan dilaksanakan di wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, beberapa pembangkit diatas ada yang sedang berjalan pembangunannya maupun baru memperoleh kesepakatan pembangunan dengan investor.

Tabel 3. 8 Data Penambahan Pembangkit Variabel Wilayah Kalselteng

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kalselteng 3	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalselteng 4	#1,2	2 x 100
PLTU	Kalselteng 5	#1,2	2 x 100
PLTGU	Kalsel Peaker1	#1,2,3,4	4 x 50

Data pada tabel diatas menjelaskan bahwa ada 800 MW sumber pembangkitan variabel yang akan dibangun di Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah. Besarnya nilai pembangkitan sangat ditentukan oleh laju pertumbuhan beban di Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah.

3.1.3 Data Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara

Pada subbab ini akan dipaparkan data beban dan data pembangkitan dalam sistem kelistrikan di Wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara. Berikut merupakan data prediksi beban di Wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara.

Tabel 3. 9 Data Beban Wilayah Kalimantan Timur dan Utara

Beban (MW)				
Tahun	2026	2027	2028	2029
Nama GI				
Bontang	41.3	45	49	53.3
Bontang Koala	17.1	18.6	20.1	21.7

Tabel 3.9 Data Beban Wilayah Kalimantan Timur dan Utara (Lanjutan)

Bukit Biru	54.5	59.1	63.9	69.1
Bukuan	30	32	34	36.1
Embalut	38.3	40.6	42.9	45.2
Gis Balikpapan	35.6	38.6	41.7	45.1
Gis Samarinda	34.9	37.5	40.2	43
Harapan Baru	47.6	50.7	53.9	57.2
Industri	76.7	80	83.4	86.8
Karingau	18.8	20.2	21.7	23.2
Kayan Hulu	1.05	1.1025	1.157625	1.215506
Kembang Janggut	2.4	2.6	2.7	2.9
Kota Bangun	8.5	9.2	10	10.8
Krayan	1.05	1.1025	1.157625	1.215506
Kuaro	9.5	10.3	11.1	12
Lati	7.05028	7.508549	7.996605	8.516385
Long Apari	0.8	0.8	0.9	0.9
Long Pahagia	0.9	0.9	0.9	1
Longikis	6.9	7.3	7.7	8.1
Malinau	20.1341	21.94523	23.95084	26.14232
Maloi	5.2	6	6.8	7.8
Manggar	83.8	89.8	96.1	102.7
Melak	22.7	24.5	26.4	28.5
Muara Bengkal	2.8	3	3.3	3.5
Muara Wahau	5.7	6.2	6.7	7.2
New Balikpapan	57.7	62.5	67.6	73.1
New Samarinda	48.3	52.3	56.6	61.2
Nunukan	28.9882	31.35972	33.99319	36.87429
Pasaer	41.2	44.9	49	53.3

Tabel 3.9 Data Beban Wilayah Kalimantan Timur dan Utara (Lanjutan)

Petung	33.6	36.3	39.2	42.3
Samberah	22.7	24	25.4	26.8
Samboja	10.5	11.3	12.2	13.1
Sambutan	45.7	49.3	53.1	57.1
Sanga-Sanga	5	5.4	5.9	6.3
Sanggatta	35.4	38.1	41.1	44.2
Sebuku	1.21550	1.276281	1.340095	1.407100
Sei Durian	4.3	4.5	4.7	4.9
Sekatak	4.30396	4.570806	4.570806	4.854196
Senipah	17	18.4	19.8	21.3
Sepaku	3.1	3.3	3.5	3.7
Spaso	4.01091	4.342214	4.698133	5.078725
Talisayan	2.91996	3.03676	3.158236	3.2845657
Tanah Grogot	5.6	6	6.5	6.9
Tanjung batu	1.2	1.3	1.4	1.5
Tanjung Redep	51.9965	56.20278	60.8758	65.98932
Tanjung Selor	26.8391	29.60473	32.95891	36.33985
Tengkawang	111.5	115.3	119	122.7
Tidang Pale	3.87948	4.206195	4.568641	4.964972

Dibawah ini merupakan data pembangkit yang terdapat di wilayah provinsi Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara, data pembangkit di wilayah ini dibagi menjadi 3 yaitu data pembangkitan yang sudah ada sejak 2017, data penambahan pembangkit tetap dan data penambahan pembangkit variabel. Data penambahan pembangkit tetap merupakan data pembangkit yang akan dan sedang dibangun hingga 2026, namun data penambahan pembangkit variabel merupakan data penambahan pembangkit yang belum pasti akan dibangun.

Tabel 3. 10 Data Pembangkit hingga 2017 Wilayah Kaltimra

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Teluk Balikpapan	#1,2	2 x 50
PLTU	Embalut Ekspansi	#3	1 x 50
PLTU	Embalut	#1,2	2 x 25
PLTU	Kaltim (MT)	#1	1 x 27,5
PLTMG	MPP Kaltim	#1-4	4 x 10
PLTGU	Tanjung Batu	#1	60
PLTG	Senipah	#1,2	2 x 40
PLTG	Kaltim Peaking	#1,2	2 x 80
PLTG	Sambera	#1,2	2 x 20
PLTD	Cogindo	#1-4	4 x 10
Total			767.5

Berdasarkan data diatas diketahui bahwa terdapat 23 pembangkit yang berada di wilayah provinsi Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara dengan total pembangkitan mencapai 767.5 MW

Tabel 3. 11 Data Penambahan Tetap Pembangkit Wilayah Kaltimra

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kaltim 4	#1,2	2 x 100
PLTU	Kaltim (FTP 2)	#1,2	2 x 100
PLTU	Kaltim 5 (MT)	#1,2	2 x 100
PLTU	Kaltim (MT)	#2	1 x 27.5
PLTGU	Senipah	#1	1 x 36
PLTG	Kaltim Peaker 2	#1-5	5 x 50
Total			913.5

Berdasarkan data diatas diketahui bahwa terdapat 913.5 MW rencana pembangunan pembangkit baru yang akan dilaksanakan di wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara, beberapa pembangkit diatas ada yang sedang berjalan pembangunannya maupun baru memperoleh kesepakatan pembangunan dengan investor.

Tabel 3. 12 Data Penambahan Pembangkit Variabel Wilayah Kaltimra

Jenis	Nama	Unit	Kapasitas (MW)
PLTU	Kaltimra (MT)	#1,2	2 x 200
PLTU	Kaltim 3 (MT)	#1,2	2 x 100
PLTU	Kaltim 6 (MT)	#1,2	2 x 100

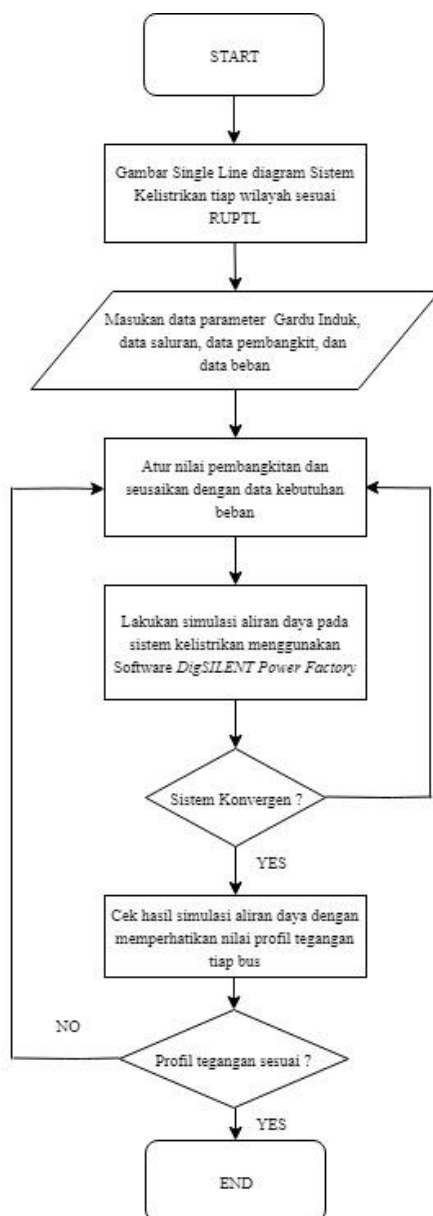
Tabel 3.12 Data Pembangkit Variabel Wilayah Kaltimra (Lanjutan)

PLTA	Kelai	-	55
PLTA	Tabang	-	360
PLTA	Kaltara/Kayan 1	-	660
Total			1875

Data pada tabel diatas menjelaskan bahwa ada 1875 MW sumber pembangkitan variabel yang akan dibangun di Wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara. Besarnya nilai pembangkitan sangat ditentukan oleh laju pertumbuhan beban di Wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara.

3.2 Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan tiap Wilayah di Pulau Kalimantan tahun 2029.

Pada subbab ini akan dijelaskan metode yang digunakan dalam simulasi aliran daya pada sistem kelistrikan dipulau Kalimantan sebelum terinterkoneksi dengan backbone HVDC. Dalam hal ini simulasi aliran daya dilakukan menggunakan software *DigSILENT Power Factory* yang menggunakan metode *Newthon Raphson* sebagai metode perhitungan aliran daya pada sistem. Seluruh data dan hasil permodelan berupa Single Line Diagram sistem kelistrikan dimasukan kedalam software tersebut untuk disimulasi nilai aliran dayanya. Berikut adalah diagram alur proses Simulasi Aliran Daya dengan metode newton raphson menggunakan software DigSILENT Power Factory.

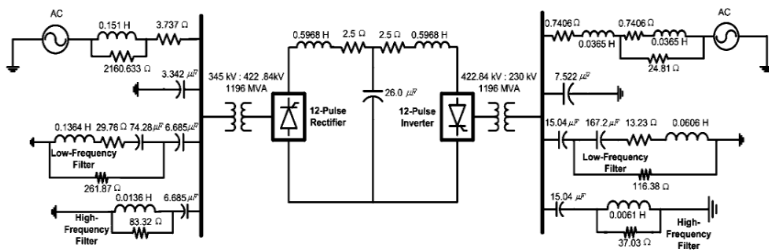


3.3 Permodelan Saluran Transmisi HVDC Multi Terminal 500 kV

Pada subbab ini akan dibahas metode permodelan saluran transmisi multi terminal HVDC 500 kV yang akan menjadi backbone saluran transmisi pada sistem kelistrikan di pulau kalimantan. Permodelan saluran transmisi ini masih menggunakan model HVDC yang konvensional dengan tipe *Line Comutating Converter* (LCC). Dasar dari permodelan merujuk kepada *CIGRE HVDC Benchmark model* yang juga disediakan sebagai dasar permodelan HVDC pada software *DigSILENT Power Factory*.

CIGRE HVDC Benchmark Model merupakan salah satu model HVDC konvensional dengan topologi monopolar yang terdiri dari 2 terminal yaitu terminal transmisi sisi kirim dengan menggunakan rectifier dan terminal transmisi sisi terima dengan menggunakan inverter.

Berikut adalah model dari *CIGRE HVDC Benchmark Model* :



Gambar 3. 1 *CIGRE HVDC Benchmark Model*

Komponen komponen pada model transmisi HVDC ini antara lain :

a. Rectifier 12 pulsa

Rectifier 12 pulsa merupakan komponen penyearah yang berfungsi mengubah transmisi arus dari AC menjadi DC. Komponen ini umumnya difungsikan sebagai komponen dalam sisi kirim pada penyaluran daya atau transmisi daya menggunakan HVDC. Komponen ini menggunakan thyristor sebagai switching yang mengubah tegangan AC menjadi tegangan DC. Umumnya desain rectifier 12 pulsa dibuat menggunakan 2 buah rectifier 6 pulsa dengan kontrol rectifier yang saling menyesuaikan.

b. Inverter 12 Pulsa

Inverter 12 pulsa merupakan komponen penyearah yang berfungsi mengubah transmisi arus dari DC menjadi AC. Komponen ini umumnya difungsikan sebagai komponen dalam sisi terima pada penyaluran daya atau transmisi daya menggunakan HVDC. Komponen ini menggunakan thyristor sebagai switching yang mengubah tegangan DC menjadi tegangan AC. Umumnya desain inverter 12 pulsa dibuat menggunakan 2 buah inverter 6 pulsa dengan kontrol inverter yang juga saling menyesuaikan.

c. Filter Harmonisa

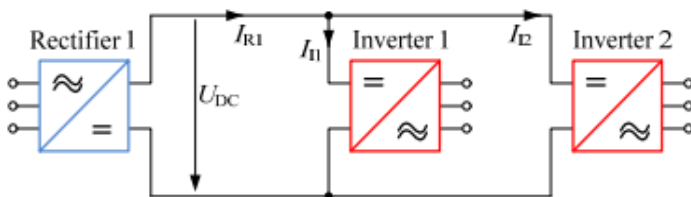
Filter Harmonisa berfungsi sebagai komponen yang meredam arus harmonisa yang terdapat pada konverter. Selain itu fungsi lain dari filter harmonisa adalah sebagai sumber daya reaktif yang dibutuhkan untuk merubah konfigurasi dari DC menuju AC kembali. Minimal dibutuhkan supply 60% daya reaktif untuk mengubah konfigurasi arus dan tegangan tadi.

d. Reactor Shunt

Reaktor memiliki fungsi untuk mencegah terjadinya kegagalan komutasi pada konverter serta juga berfungsi untuk mengurangi harmonisa pada line DC.

3.3.1 Modifikasi saluran HVDC CIGRE Benchmark model menjadi saluran HVDC Multi Terminal 500 kV

Saluran HVDC multi terminal secara umum paling sedikit terdiri dari 3 terminal. Pada saluran HVDC yang menggunakan Line Commutated Controller (LCC) umumnya konfigurasi terminalnya bisa menjadi seperti dibawah ini :



Gambar 3. 2 Model Sistem Transmisi HVDC dengan 3 Terminal[6]

Konfigurasi sistem transmisi multi terminal diatas merupakan konfigurasi saluran transmisi multi terminal yang dibangun melalui struktur parallel dengan sebuah rectifier dan 2 buah inverter. Topologi saluran ini berasal dari satu buah saluran monopolar yang disambung dengan sebuah inverter secara parallel pada saluran transmisi DC nya. Jenis kontrol yang digunakan pada saluran dengan tipe ini umumnya merupakan kontrol arus sebagai pengaturan daya aktif yang akan dikirim pada kedua inverter.

3.3.2 **Desain Parameter pada permodelan HVDC Multiterminal 500 KV**

Di dalam sistem kelistrikan di pulau Kalimantan dapat dilihat pada data bahwa pada tahun 2029 sistem yang memiliki cadangan daya terbesar adalah sistem kelistrikan di wilayah Kaltimra dan sistem yang mengalami kekurangan daya adalah sistem kalselteng dan kalbar. Hal ini dapat dibuktikan pada perhitungan didalam tabel berikut :

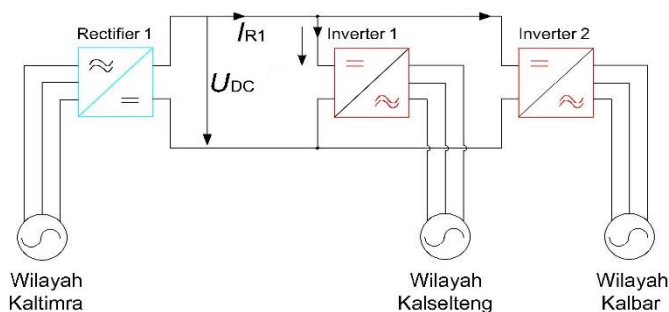
Tabel 3. 13 Selisih Pembangkit dan Beban Tiap Wilayah

Data beban dan pembangkitan masing masing Wilayah di Sistem Kelistrikan Kalimantan tahun 2029			
Wilayah	Beban Puncak	Pembangkitan (80% Kapasitas)	Selisih Pembangkit dan Beban
Kalbar	1105.442 MW	852 MW	-253.442 MW
Kalselteng	1721.82 MW	1672 MW	-49.82 MW
Kaltimra	1420.42 MW	2204.8 MW	804.442 MW

Nilai dari tabel diatas dapat merepresentasikan kebutuhan dari setiap wilayah terhadap daya listrik walaupun belum mempertimbangkan rugi rugi daya yang terjadi pada saat transmisi daya listrik dilakukan di setiap wilayah.

Berdasarkan data diatas maka pada tahun 2029 desain saluran transmisi multi terminal 500 kV HVDC akan terdiri dari 3 terminal dengan Terminal DC Kaltimra (GI Samarinda) sebagai terminal yang akan mengirim daya menuju ke wilayah Kalbar (GI Sei Raya) dan menuju

ke wilayah Kalselteng (GI Cempaka). Pemilihan GI yang akan digunakan sebagai backbone dalam hal ini mempertimbangkan kondisi beban dari masing masing GI. GI Samarinda, GI Sei Raya dan GI Cempaka dipilih merujuk kepada kondisi masing masing GI yang memiliki beban cukup besar dengan *growth rate* berdasarkan data forecast yang cukup tinggi jika dibandingkan dengan *growth rate* dari masing masing GI lain di wilayahnya masing masing.



Gambar 3. 3 Permodelan HVDC Multi terminal 500 KV

3.3.2.1 Desain Parameter pada Terminal DC Kaltimra

Terminal DC Kaltimra dalam hal ini berfungsi sebagai terminal yang menyalurkan daya menuju ke wilayah Kalselteng dan Wilayah Kalbar. Berikut adalah desain parameter pada terminal DC Kaltimra

1. Desain Transformator Step Up 150kV/345kV
Desain transformator dipilih berdasarkan model *CIGRE HVDC Benchmark Model* yang menggunakan 3 parallel transformer untuk meningkatkan rating tegangan dari 150kV menuju 345 kV. Trafo tersebut memiliki rating MVA sebesar 500 MVA.
2. Desain Konverter (Rectifier)
Rectifier yang digunakan dalam permodelan ini merupakan rectifier 12 pulsa yang dalam simulasi menggunakan 2 buah rectifier 6 pulsa. Masing masing rectifier merupakan rectifier yang memiliki rating tegangan DC 250 kV dan dengan limit penyaluran arus hingga 4 kA. 2 buah rectifier yang disusun seri

dan menjadi rectifier 12 pulsa dalam hal ini didesain akan mampu menyalurkan daya aktif hingga 2000 MW.

3. Desain Filter High Pass Freq

Filter High Pass Frequency dalam hal ini dibutuhkan sebagai peredam adanya frekuensi harmonisa berorde tinggi yang timbul ketika konverter menyearahkan tegangan dan arus dari AC ke DC. Dalam permodelan ini nilai R,L,C pada filter Highpass dibuat agar mampu menyesuaikan kebutuhan daya reaktif dari konverter yang menyerap daya reaktif ketika menyearahkan arus AC menjadi DC.

4. Desain Filter Low Pass Freq

Filter Low Pass Frequency dalam hal ini dibutuhkan sebagai peredam adanya frekuensi harmonisa berorde rendah yang timbul ketika konverter menyearahkan tegangan dan arus dari AC ke DC. Umumnya frekuensi harmonisa berorde rendah adalah frekuensi yang timbul ketika konfigurasi penyaluran daya yang dipilih menggunakan *Line Commutated Converter* seperti dalam permodelan ini. Dalam permodelan ini nilai R,L,C pada filter lowpass dibuat agar mampu menyesuaikan kebutuhan daya reaktif dari konverter yang menyerap daya reaktif ketika menyearahkan arus AC menjadi DC.

5. Desain Smoothing reaktor

Reaktor memiliki fungsi untuk mencegah terjadinya kegagalan komutasi pada konverter serta juga berfungsi untuk mengurangi harmonisa pada saluran transmisi DC, dalam permodelan ini desain smoothing reaktor didesain memiliki induktansi sebesar 1.0 H dengan rating arus mencapai 4 kA sesuai dengan rating arus pada konverter.

3.3.2.2 Desain Parameter pada Terminal DC Kalselteng

Terminal DC Kalselteng dalam hal ini berfungsi sebagai terminal yang menerima daya yang disalurkan oleh Terminal DC di wilayah Kaltimra. Berikut adalah desain parameter pada terminal DC Kalselteng.

1. Desain Transformator Step Down 230kV/150kV
Desain transformator dipilih berdasarkan model *CIGRE HVDC Benchmark Model* yang menggunakan 4 parallel transformer untuk menurunkan rating tegangan dari 230kV menuju 150 kV. Masing masing trafo tersebut memiliki rating MVA sebesar 500 MVA.
2. Desain Konverter (inverter)
Inverter yang digunakan dalam permodelan ini merupakan inverter 12 pulsa yang dalam simulasi menggunakan 2 buah inverter 6 pulsa. Masing masing inverter merupakan inverter yang memiliki rating tegangan DC 250 kV dan dengan limit penyaluran arus hingga 2 kA. 2 buah inverter yang disusun seri dan menjadi inverter 12 pulsa dalam hal ini didesain akan mampu menerima daya aktif hingga 1000 MW.
3. Desain Filter High Pass Freq
Filter High Pass Frequency dalam hal ini dibutuhkan sebagai peredam adanya frekuensi harmonisa berorde tinggi yang timbul ketika konverter merubah tegangan dan arus dari DC ke AC. Dalam permodelan ini nilai R,L,C pada filter Highpass dibuat agar mampu menyesuaikan kebutuhan daya reaktif dari konverter yang menyerap daya reaktif ketika merubah konfigurasi arus DC menjadi AC.
4. Desain Filter Low Pass Freq
Filter Low Pass Frequency dalam hal ini dibutuhkan sebagai peredam adanya frekuensi harmonisa berorde rendah yang timbul ketika konverter merubah tegangan dan arus dari DC ke AC. Umumnya frekuensi harmonisa berorde rendah adalah frekuensi yang timbul ketika konfigurasi penyaluran daya yang dipilih menggunakan *Line Commutated Converter* seperti dalam permodelan ini. Dalam permodelan ini nilai R,L,C pada filter lowpass dibuat agar mampu menyesuaikan kebutuhan daya reaktif dari konverter yang menyerap daya reaktif ketika merubah jenis arus DC menjadi AC.
5. Desain Smoothing reaktor
Reaktor memiliki fungsi untuk mencegah terjadinya kegagalan komutasi pada konverter serta juga berfungsi untuk mengurangi

harmonisa pada saluran transmisi DC, dalam permodelan ini desain smoothing reaktor didesain memiliki induktansi sebesar 1.0 H dengan rating arus mencapai 4 kA.

6. Kapasitor Shunt

Kapasitor shunt dalam hal ini berfungsi sebagai salah satu komponen yang memberikan kompensasi daya reaktif menuju ke sistem AC ketika sistem AC mengalami kekurangan daya reaktif. Dalam hal ini besar Mvar yang dapat disupplay oleh kapasitor didesain dengan memperhatikan kondisi terminal agar tidak mengalami overvoltage akibat terlalu besarnya supply daya reaktif.

3.3.2.3 Desain Parameter pada Terminal DC Kalbar

Terminal DC Kalbar dalam hal ini berfungsi sebagai terminal yang menerima daya yang disalurkan oleh Terminal DC di wilayah Kaltimra. Berikut adalah desain parameter pada terminal DC Kalbar

1. Desain Transformator Step Down 230kV/150kV

Desain transformator dipilih berdasarkan model *CIGRE HVDC Benchmark Model* yang menggunakan 4 parallel transformer untuk menurunkan rating tegangan dari 230kV menuju 150 kV. Masing masing trafo tersebut memiliki rating MVA sebesar 500 MVA.

2. Desain Konverter (inverter)

Inverter yang digunakan dalam permodelan ini merupakan inverter 12 pulsa yang dalam simulasi menggunakan 2 buah inverter 6 pulsa. Masing masing inverter merupakan inverter yang memiliki rating tegangan DC 250 kV dan dengan limit penyaluran arus hingga 2 kA. 2 buah inverter yang disusun seri dan menjadi inverter 12 pulsa dalam hal ini didesain akan mampu menerima daya aktif hingga 1000 MW.

3. Desain Filter High Pass Freq

Filter High Pass Frequency dalam hal ini dibutuhkan sebagai peredam adanya frekuensi harmonisa berorde tinggi yang timbul ketika konverter merubah tegangan dan arus dari DC ke AC. Dalam permodelan ini nilai R,L,C pada filter Highpass dibuat

agar mampu menyesuaikan kebutuhan daya reaktif dari konverter yang menyerap daya reaktif ketika merubah konfigurasi arus DC menjadi AC.

4. Desain Filter Low Pass Freq

Filter Low Pass Frequency dalam hal ini dibutuhkan sebagai peredam adanya frekuensi harmonisa berorde rendah yang timbul ketika konverter merubah tegangan dan arus dari DC ke AC. Umumnya frekuensi harmonisa berorde rendah adalah frekuensi yang timbul ketika konfigurasi penyaluran daya yang dipilih menggunakan *Line Commutated Converter* seperti dalam permodelan ini. Dalam permodelan ini nilai R,L,C pada filter lowpass dibuat agar mampu menyesuaikan kebutuhan daya reaktif dari konverter yang menyerap daya reaktif ketika merubah jenis arus DC menjadi AC.

5. Desain Smoothing reaktor

Reaktor memiliki fungsi untuk mencegah terjadinya kegagalan komutasi pada konverter serta juga berfungsi untuk mengurangi harmonisa pada saluran transmisi DC, dalam permodelan ini desain smoothing reaktor didesain memiliki induktansi sebesar 1.0 H dengan rating arus mencapai 4 kA

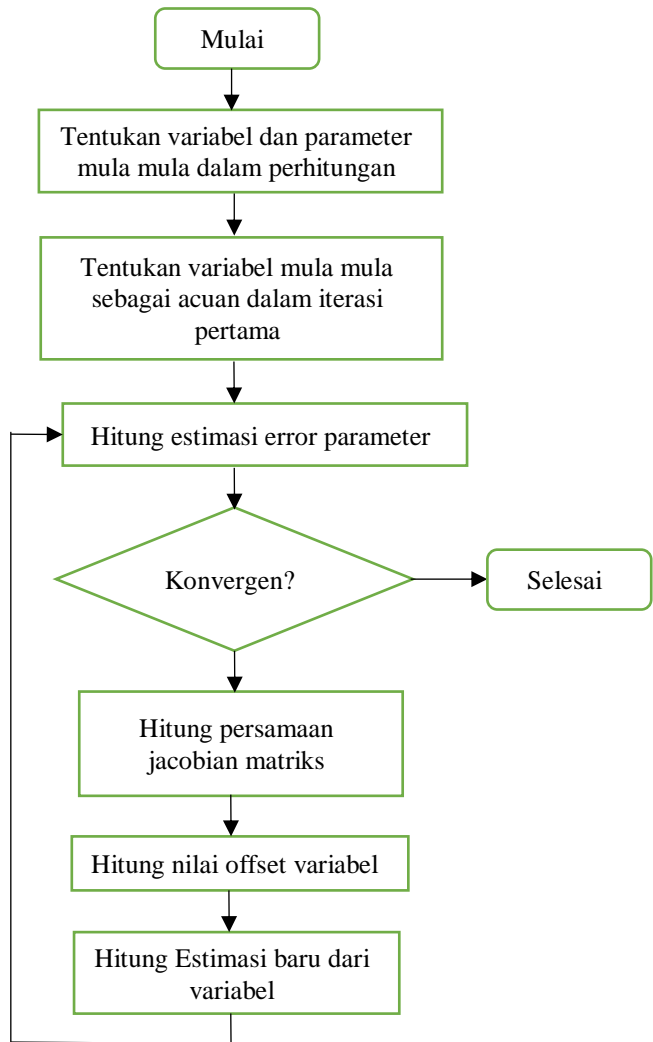
3.3.3 Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan

Setelah Pemasangan *Backbone* HVDC

Pada subbab ini akan ditampilkan metode perhitungan aliran daya pada saluran transmisi HVDC Multi Terminal 500 kV yang menjadi backbone saluran transmisi pada sistem kelistrikan di pulau Kalimantan tahun 2029.

Metode yang digunakan dalam perhitungan daya pada saluran transmisi ini merupakan metode newton raphson pada saluran transmisi DC. Metode perhitungan dengan menggunakan metode newton raphson ini dibantu simulasi perhitungan aliran dayanya dengan menggunakan software *DigSILENT Power Factory*.

Berikut merupakan diagram alur perhitungan aliran daya pada saluran transmisi DC dengan menggunakan metode newton raphson.



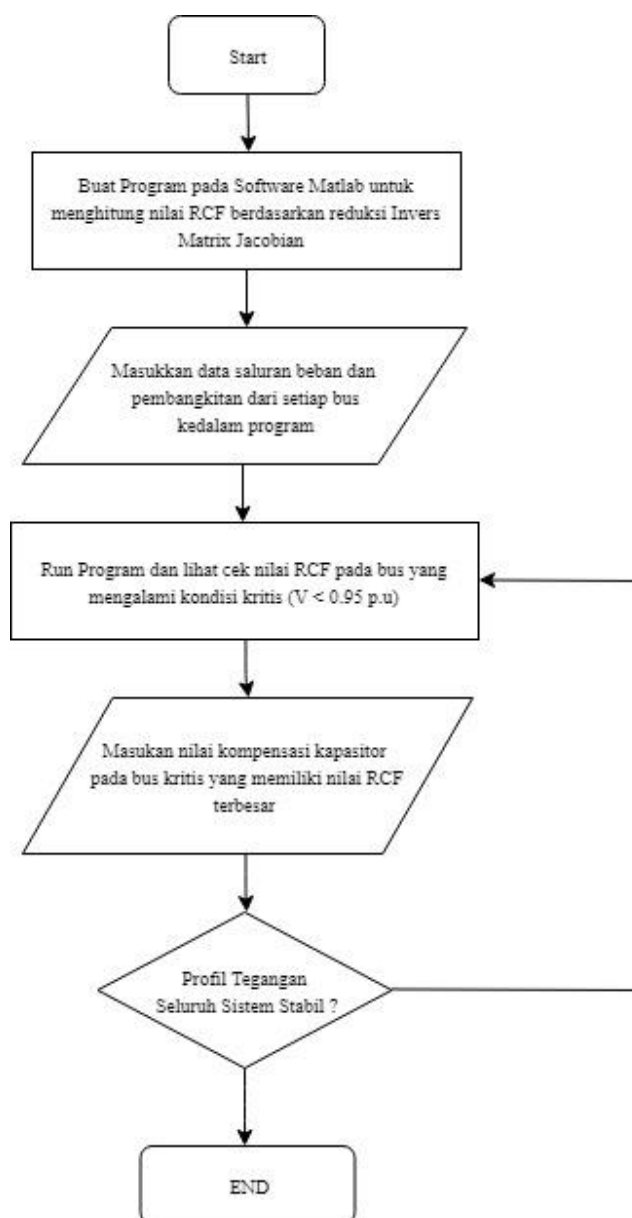
3.4 Perbaikan Profil Tegangan pada Sistem Kelistrikan Kalimantan setelah pemasangan *backbone* Saluran Transmisi Multi Terminal 500 kV HVDC.

Pada subbab ini akan dijelaskan metode dalam perbaikan rating tegangan pada setiap wilayah di sistem kelistrikan Kalimantan. Metode yang digunakan dalam perbaikan ini adalah metode Reactive Contribution Factor dengan mempertimbangkan nilai dari rating tegangan pada setiap GI Saluran Transmisi setelah dilaksanakan simulasi aliran daya. Kapasitor Shunt akan ditempatkan pada GI saluran transmisi yang memiliki rating tegangan dibawah 0.95.

Dalam implementasi metode Reactive Contribution Factor, bus yang mengalami kondisi undervoltage dicek nilai RCFnya pada program yang telah dibuat di software MatLAB, nilai RCF tertinggi pada bus yang mengalami undervoltage merupakan lokasi optimum dari penempatan kapasitor. Nilai kompensasi daya reaktif yang diberikan menyesuaikan kebutuhan dari setiap bus yang mengalami undervoltage.

Pemasangan kapasitor lalu kembali disimulasikan kedalam software *DigSILENT Power Factory* untuk dicek nilai dari profil tegangannya dengan simulasi aliran daya. Bus dengan nilai profil tegangan yang masih dibawah 0,95 kemudian dicek kembali nilai RCFnya dengan program pada software Matlab untuk ditentukan letak pemasangan kapasitor selanjutnya hingga seluruh bus dalam keadaan yang normal atau berada pada profil tegangan 0,95 sampai 1,05 p.u.

Berikut adalah diagram alur metode perbaikan profil tegangan pada masing masing grid setelah terinterkoneksi dengan backbone saluran transmisi HVDC 500kV multi-terminal :



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Sebelum Interkoneksi

Berdasarkan permodelan single line diagram yang telah dimodelkan maka didapat hasil simulasi aliran daya pada setiap wilayah dalam Sistem Kelistrikan dipulau Kalimantan sebagai berikut :

Tabel 4. 1 Hasil Simulasi Aliran Daya Wilayah Kalbar

Hasil Simulasi Aliran Daya					
Nilai	Pembangkit	Beban	Sumber Eksternal	Rugi-rugi Daya	Line Charging
MW	852	1105.42	318.72	65.30	0
Mvar	488.52	511.16	52.70	325.88	405.89

Tabel diatas menunjukkan bahwa pada tahun 2029 di wilayah kalbar telah terjadi ketidakseimbangan antara jumlah pembangkitan dan jumlah total beban. Skema pembangkitan sebesar 80% dari total kapasitas pembangkit memberikan nilai pembangkitan sebesar 852 MW dan supplay Mvar sebesar 488.52 Mvar. Dari hasil simulasi, sumber daya eksternal dari serawak harus mengirim daya sebesar 318.72 MW dari yang seharusnya mengirim hanya sebesar 230 MW dan memberikan supplay daya reaktif sebesar 52.70 Mvar kepada grid. Total rugi rugi daya reaktif sebesar 352.88 Mvar telah menyebabkan sistem kalbar di setiap busbarnya banyak mengalami undervoltage sehingga masih diperlukan kompensasi daya reaktif yang bisa berasal dari generator maupun penambahan sumber daya reaktif seperti kapasitor bank untuk mengurangi line charging yang besar pada saluran.

Tabel 4. 2 Hasil Simulasi Aliran Daya Wilayah Kalselteng

Hasil Simulasi Aliran Daya				
Nilai	Pembangkit	Beban	Rugi-rugi Daya	Line Charging
MW	1917.98	1721.82	196.15	0
Mvar	1295.90	833.92	899.95	362.90

Tabel diatas merupakan tabel simulasi aliran daya dengan pembangkitan yang mencapai diatas 90% dari setiap pembangkit diwilayah kalselteng. Simulasi ini dilaksanakan karena dengan skema pembangkitan 80% dari total kapasitas pembangkit terpasang analisa

aliran daya dengan metode newthon raphson pada software *DigSILENT Power Factory* tidak dapat menghasilkan perhitungan aliran daya yang konvergen. Besarnya nilai line charging pada keseluruhan sistem telah menyebabkan grid mengalami losses yang cukup besar yaitu sebesar 196.15 MW dan total losses daya reaktif sebesar 537.27 Mvar. Pada skema aliran daya ini hampir seluruh bus pada wilayah kalselteng mengalami kondisi undervoltage. Kondisi ini menyatakan bahwa grid Kalselteng memerlukan kompensasi daya reaktif dan supply daya aktif agar pembangkitan dapat kembali ke kondisi beroperasi maksimum 80% dan setiap bus dapat kembali ke standar profil tegangan yang ideal.

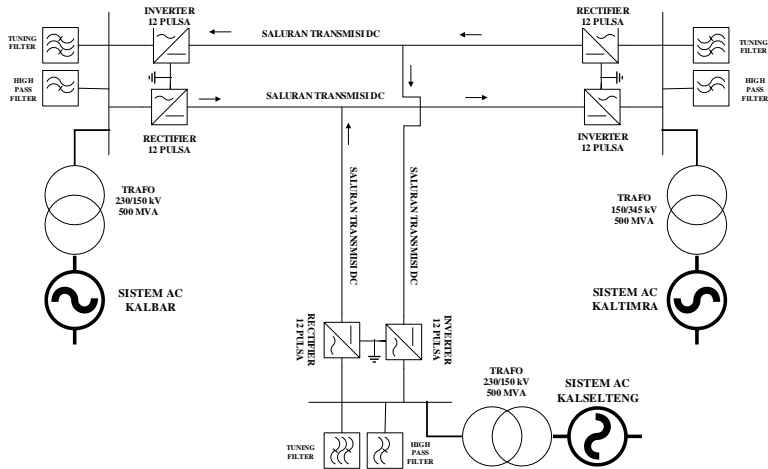
Tabel 4. 3 Hasil Simulasi Aliran Daya Wilayah Kaltimra

Hasil Simulasi Aliran Daya				
Nilai	Pembangkit	Beban	Rugi-rugi Daya	Line Charging
MW	1450.55	1420.42	30.14	0
Mvar	416,63	675.83	288,84	488.04

Tabel diatas merupakan hasil simulasi aliran daya pada wilayah kaltimra yang skema pembangkitannya tidak menyalakan keseluruhan pembangkit hingga beroperasi 80% dari total pembangkitan. Sistem Kaltimra sendiri ditahun 2029 berdasarkan permodelan sistem kelistrikan yang dibuat telah memiliki cadangan pembangkitan yang cukup besar dari adanya penambahan PLTA Kaltara sebesar 660 MW dan PLTA Tabang sebesar 360 MW. Hal inilah yang menjadi dasar perlunya dilaksanakan pengiriman daya dari kapasitas terpasang pembangkit di wilayah kaltimra yang cukup besar agar mampu memenuhi kebutuhan daya di area lain dipulau Kalimantan.

4.2 Hasil Permodelan Backbone Multi Terminal berdasarkan kondisi sistem kelistrikan Kalimantan tahun 2029.

Berdasarkan data hasil simulasi yang sudah didapat pada subbab sebelumnya maka dapat dihasilkan permodelan backbone saluran HVDC multi terminal sebagai berikut :



Gambar 4. 1 Single Line Diagram Model HVDC Multiterminal 500 kV

4.2.1 Perhitungan Estimasi Daya aktif (P) yang akan dikirim

Dari permodelan diatas selanjutnya dihitung estimasi kebutuhan daya aktif (P) dari wilayah Kalbar dan Kalselteng untuk menentukan estimasi daya yang akan dikirim. Jumlah estimasi daya yang harus dikirim dapat dituliskan dalam persamaan berikut :

1. Kebutuhan Daya Wilayah Kalbar

$$P = (TB + GL) - (0.8 \times Pb + SE)$$

$$P = (1105,42 + 65.30) - (852 + 230)$$

$$P = 1170,72 - 1082$$

$$P = 88,72 \text{ MW}$$

Keterangan :

P = Estimasi Kebutuhan Daya

B = Total Beban Puncak

GL = Grid Losses sebelum interkoneksi

Pb = Besarnya Pembangkitan Daya

SE = Sumber Eksternal (dari Serawak)

2. Kebutuhan Daya Wilayah Kalselteng

$$P = (TB + GL) - (0.8 \times Pb)$$

$$P = (1721.82 + 196.15) - (1750)$$

$$P = 1917.97 - 1082$$

$$P = 167.97 \text{ MW}$$

Keterangan :

P = Estimasi Kebutuhan Daya

B = Total Beban Puncak

GL = Grid Losses sebelum interkoneksi

Pb = Besarnya Pembangkitan Daya

Dari kedua data diatas didapat estimasi minimal daya yang akan dikirim adalah 256.69 MW. Namun estimasi daya tersebut belum mempertimbangkan besarnya rugi rugi daya yang akan terjadi pada konverter dan besarnya rugi rugi daya pada saluran. Umumnya akan terjadi rugi rugi daya pada konverter akibat pemasangan filter berorde tinggi dan filter berorde rendah. Selain itu akibat adanya resistansi pada saluran transmisi DC umumnya juga akan terjadi rugi rugi daya.

4.2.2 Sistem Kontrol Konverter dan Perhitungan Konsumsi Daya Reaktif pada Konverter.

Pada permodelan ini sistem kontrol pada rectifier dipilih menggunakan kontrol tegangan dc dan sistem kontrol pada inverter dipilih menggunakan kontrol arus, hal ini dikarenakan pada sistem kontrol arus pada kedua inverter yang berkonfigurasi paralel sistem secara keseluruhan akan lebih stabil karena kedua inverter memiliki kemampuan untuk mengatur besarnya daya yang dibutuhkan dari rectifier melalui kontrol arus, hal ini sekaligus untuk menghindari adanya daya berlebih (overload) yang akan masuk ke grid sistem AC pada sisi inverter.

Perhitungan estimasi daya reaktif yang dibutuhkan oleh masing masing konverter akan dijelaskan melalui persamaan berikut :

$$V_{do} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot B \cdot T \cdot E_{ac}$$

$$V_d = V_{do} \cos \alpha - \frac{3}{2} \cdot X_c \cdot I_d \cdot B$$

$$\phi \approx \cos^{-1}\left(\frac{V_d}{V_{do}}\right)$$

Dengan meniadakan rugi rugi daya pada konverter ataupun serapan daya pada filter maka akan didapat :

$$P = V_d \cdot I_d = P_{ac}$$

$$Q = P \tan \phi$$

Skema pengiriman daya pada permodelan ini dimisalkan mengirimkan daya dengan nilai sebesar 400 MW atau sekitar 0,8 kA dari rectifier menuju ke inverter pada wilayah kalbar dan kalselteng. Inverter di Wilayah Kalbar disetting menerima arus sebesar 0.3 kA dan Inverter di Wilayah Kaltimra disetting menerima 0.5 kA.

Dari skema tersebut maka didapat dihitung konsumsi daya reaktif pada inverter GI Sei Raya adalah sekitar 90 Mvar , konsumsi daya reaktif pada inverter GI Cempaka adalah sekitar 150 Mvar dan konsumsi daya reaktif pada GI Samarinda sekitar 225 Mvar. Nilai daya reaktif ini yang lebih lanjut menjadi acuan dalam penentuan filter yang akan menjadi sumber daya reaktif pada konverter.

4.2.3 Desain Filter pada *Backbone* Transmisi HVDC 500 kV

Dalam sistem *backbone* yang direncanakan setelah dihitung estimasi daya reaktif yang dibutuhkan oleh masing masing rectifier dan inverter pada setiap GI maka permodelan dilanjutkan dengan desain filter yang dibutuhkan sebagai perangkat yang berfungsi untuk mengurangi gangguan harmonisa arus yang terjadi pada sisi bus AC dan untuk mengurangi gangguan harmonisa tegangan pada sisi bus DC. Dalam hal ini desain filter pada masing masing konverter dapat dijabarkan sebagai berikut :

4.2.3.1 Desain Tuning Filter/Low Freq Filter

Dari estimasi daya reaktif yang dibutuhkan oleh konverter maka tuning filter diharapkan menyediakan setengah dari kebutuhan daya reaktif pada konverter. Tuning filter dalam hal ini terdiri dari komponen Kapasitor (C), komponen Induktor (L), dan komponen Resistor (R) yang masing masing dipasang seri dengan bus AC pada sistem. Dalam permodelan ini desain Tuning Filter dimodelkan dengan frekuensi resonansi (f_r) sebesar 175 Hz, frekuensi dasar (f) sebesar 50Hz, serta dengan Quality factor (Q_r) sebesar 5,00. Sehingga besarnya nilai R,L,C pada filter dapat diperoleh melalui persamaan :

$$Q = \frac{V_{\phi}^2}{Z^2 \cdot \omega C}$$

$$Z^2 = \frac{\omega^2 / \omega_r^2 + Q_r^2 (\omega^2 / \omega_r^2 + 1)^2}{Q_r^2 \cdot \omega^2 \cdot C^2}$$

$$\omega_r^2 = 2\pi f_r, \quad \omega = 2\pi f$$

$$C = \frac{V_{\phi}^2}{(Q \cdot Z^2 \cdot \omega)}$$

$$L = \frac{1}{(\omega_r^2 \cdot C)}$$

$$R = \frac{\omega \cdot L}{Q_r}$$

Berdasarkan persamaan diatas maka didapatkan parameter desain filter untuk masing masing wilayah sebagai berikut :

Tabel 4. 4 Parameter RLC Tuning Filter

Wilayah	Capasitor (C)	Induktor (L)	Resistor (R)
Kaltimra	3,92561 μ F	213,099 mH	46,494 Ohm
Kalselteng	11,0412 μ F	75,7350 mH	29,7 ohm
Kalbar	5,5025 μ F	151,470 mH	33,068 ohm

4.2.3.2 Desain High Pass Filter/High Freq Filter

Dari estimasi daya reaktif yang dibutuhkan oleh konverter maka high pass filter diharapkan menyediakan setengah dari kebutuhan daya reaktif pada konverter juga. High pass filter dalam hal ini terdiri dari komponen Kapasitor (C), komponen Induktor (L), dan komponen Resistor (R) yang masing masing dipasang seri dengan bus AC pada sistem. Dalam permodelan ini desain High Pass Filter dimodelkan dengan Resistansi bernilai mendekati 0, frekuensi resonansi (f_r) sebesar 525 Hz, frekuensi dasar (f) sebesar 50Hz, serta dengan Quality factor (Q_r) bernilai 0. Sehingga besarnya L dan C pada filter dapat diperoleh melalui persamaan :

$$Q = V_{\phi}^2 \cdot \omega C$$

$$\omega_r^2 = 2\pi f_r, \quad \omega = 2\pi f$$

$$C = Q / (V_{\phi}^2 \cdot \omega)$$

$$L = 1 / (\omega_r^2 \cdot C)$$

Berdasarkan persamaan diatas maka didapatkan parameter desain filter untuk masing masing wilayah sebagai berikut :

Tabel 4. 5 Parameter RLC Filter High Pass

Wilayah	Capasitor (C)	Induktor (L)	Resistor (R)
Kaltimra	4,2405 μ F	21,4399 mH	0 ohm
Kalselteng	11,92543 μ F	7,69314 mH	0 ohm
Kalbar	5,9627 μ F	15,3862 mH	0 ohm

4.3 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan tahun 2029 setelah Interkoneksi.

Berdasarkan skema permodelan yang telah dipaparkan pada bab sebelumnya maka didapat hasil simulasi aliran daya pada sistem

kelistrikan dipulau Kalimantan setelah pemasangan backbone sebagai berikut :

Tabel 4. 6 Hasil Simulasi Aliran Daya setelah Interkoneksi

Hasil Aliran daya sistem Kelistrikan Kalimantan				
Daya	Total Pembangkitan	Total Beban	Grid Losses	Line Charging
P	4270.81 MW	4247.66 MW	251.90 MW	0
Q	1646.80 Mvar	2145,6 Mvar	455.67 Mvar	1277.96 Mvar

Data dari tabel diatas merupakan data hasil dari simulasi aliran daya yang ketika sudah terinterkoneksi dipilih 3 bus sebagai swing bus (*Reference Machine*) yang akan menyesuaikan pembangkitan dayanya sesuai dengan kebutuhan daya pasca terjadi pengiriman daya dari area Kaltimra ke area Kalselteng dan Kalbar. Masing masing swing bus disimulasikan dengan kondisi pembangkitan mula mula sebesar 0 MW dan setelah dilaksanakan simulasi aliran daya dilihat berapa besar daya yang dibangkitkan.

Dari tabel dapat diperhatikan juga bahwa nilai rugi rugi daya pada sistem secara keseluruhan berkurang setelah terkoneksi dengan backbone HVDC 500 kV jika dibandingkan dengan keadaan sebelum terinterkoneksi dengan backbone HVDC 500 kV dimana total grid lossesnya mencapai sekitar 300 MW. Hal ini menunjukkan bahwa dengan skema interkoneksi menggunakan saluran transmisi HVDC besarnya rugi rugi daya yang umumnya terjadi pada saluran transmisi AC karena faktor line charging dapat dikurangi. Selain itu filter orde tinggi dan filter orde rendah pada Gardu Induk tempat terminal backbone dibangun juga dapat memberikan kompensasi daya reaktif ke sistem sehingga sistem AC yang ada dibawahnya menurut skema permodelan mendapatkan supply Mvar yang mampu mengurangi rugi rugi daya pada sistem transmisi AC sebelum interkoneksi.

Besarnya rugi rugi daya pada saluran backbone yang direncanakan dapat dilihat pada uraian tabel berikut ini :

Tabel 4. 7 Rugi Rugi Transmisi pada Backbone

Rugi Rugi Transmisi Backbone	
Rugi Rugi Saluran	3 MW
Rugi Rugi Konverter	24.8 MW

Dari tabel diatas dapat diketahui bahwa dengan menggunakan saluran transmisi HVDC besarnya nilai rugi rugi pada saluran transmisi relatif kecil pada penyaluran daya sebesar 400 MW yang menepuh jarak sepanjang 800 km dari Kaltimra menuju Kalbar dan sepanjang 500 km dari Kaltimra menuju Kalselteng.

4.4 Analisa Aliran Daya dan Perbaikan Profil Tegangan pada Sistem Kelistrikan di Wilayah Kalimantan Barat Tahun 2029.

Berdasarkan simulasi aliran daya yang menggunakan software DigSILENT Power Factory didapatkan hasil simulasi aliran daya bahwa setelah dilaksanakan interkoneksi sistem Kalimantan barat mendapat supplay aliran daya aktif sebesar 143.9 MW dan supplay daya reaktif sebesar 119.7 Mvar sehingga sistem Kelistrikan Kalimantan barat mengalami perubahan profil tegangan pada setiap busnya yang dipaparkan melalui data sebagai berikut :

Tabel 4. 8 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Wilayah Kalbar setelah Interkoneksi dengan *Backbone HVDC*

Hasil Simulasi Aliran Daya Pada Wilayah Kalbar			
Nama Bus	Rating Tegangan	Tegangan Bus	
	kV	p.u	deg
GI Sambas	150 kV	0.773	0.83
GI Singkawang	150 kV	0.859	7.56
GI Senggiring	150 kV	0.988	17.03
GI Parit Baru	150 kV	0.991	11.6
GI PLTU Singkawang	150 kV	0.999	20.9
GI Bengkayang	150 kV	0.939	9.79
GI Siantan	150 kV	0.97	8.83
GI Tayan	150 kV	0.947	-0.5
GI Sei Raya	150 kV	0.975	9.99
GI Ngabang	150 kV	0.94	3.13

Tabel 4.8 (Lanjutan)

GI Kota Baru	150 kV	0.981	10.59
GI Sandai	150 kV	0.903	-7.32
GI Cemara	150 kV	0.977	10.29
GI Rassau	150 kV	0.978	10.53
GI Sukadana	150 kV	0.876	-11.22
GI Sintang	150 kV	0.843	-15.43
GI Sanggau	150 kV	0.887	-8.07
GI Ketapang	150 kV	0.853	-14.67
GI Putusibbau	150 kV	0.839	-16.86
GI Nanga Pinoh	150 kV	0.841	-16.06
GI Entikong	150 kV	0.887	-8.88
GI Kotabaru 2	150 kV	0.839	-16.59
GI Air Upas	150 kV	0.838	-16.82
GI Kedawangan	150 kV	0.844	-16.23
GI PLTU Kalbar2	150 kV	0.994	12.45
GI Serawak	275 kV	1	18.43
GI PLTU Kalbar3	150 kV	0.98	-0.09

Dari tabel diatas diketahui bahwa sistem Kalimantan Barat masih memiliki profil tegangan yang kurang baik dan ada beberapa bus yang memiliki profil tegangan dibawah 0.95. Adanya profil tegangan yang berada dibawah 0.95 diakibatkan karena faktor masih tingginya drop tegangan pada beberapa saluran di Grid Kalbar yang menyebabkan Wilayah Kalimantan Barat kekurangan daya reaktif, sehingga banyak bus sistem mengalami undervoltage.

Hal ini dapat diatasi dengan pemberian kompensasi daya reaktif pada sistem Kalimantan Barat. Langkah yang dapat dilaksanakan adalah dengan memasang Kapasitor shunt pada bus yang memiliki kondisi undervoltage. Analisa penempatan kapasitor pada bus bus yang mengalami undervoltage dapat dilakukan dengan metode RCF seperti uraian di bab 3.

Melalui metode RCF didapatkan lokasi optimal pemasangan kapasitor di 3 Gardu Induk untuk memperbaiki profil tegangan sistem secara keseluruhan dengan masing masing lokasinya adalah di GI Sandai sebesar 50 Mvar, GI Kotabaru2 sebesar 40 Mvar dan GI Sambas sebesar 75 Mvar. Pemasangan kompensasi daya reaktif tersebut memberikan perbaikan profil tegangan pada sistem sebagai berikut :

Tabel 4. 9 Hasil Perbaikan Profil Tegangan pada Sistem Kelistrikan Wilayah Kalbar setelah Pemasangan Kapasitor

Hasil Analisa Aliran Daya			
Nama GI	Rating Tegangan	Tegangan Bus	
	kV	p.u	deg
Singkawang	150	0.958	7.08
Senggiring	150	0.992	16.95
SeiRaya	150	0.981	10.04
Ngabang	150	0.974	3.09
Mambong	275	1.006	13.01
Parit Baru	150	0.995	11.64
Cemara	150	0.982	10.35
Sanggau	150	0.964	-7.63
Sekadau	150	0.966	-10.28
Sandai	150	1.007	-7.15
Sukadana	150	0.991	-10.33
Kota Baru	150	0.985	10.65
Rasau	150	0.982	10.39
PLTU Kalbar2	150	0.996	12.51
Entikong	150	0.965	-8.33
Kotabaru2	150	1.007	-15.52
Kendawangan	150	0.971	-14.28
Air Upas	150	0.967	-14.72

Tabel 4.9 (Lanjutan)

Sintang	150	0.975	-14.19
Nanga Pinoh	150	0.985	-14.82
Putussibau	150	0.975	-15.3
PLTU Singkawang	150	1.003	20.76
Bengkayang	150	0.969	9.55
Serawak	275	1	18.16
Siantan	150	0.979	8.86
Ketapang	150	0.977	-13.06
Tayan	150	0.982	-0.42
Sambas	150	0.972	0.57
PLTU KALBAR3	150	0.993	-0.01

Data RCF masing masing GI ketika penentuan lokasi penempatan kapasitor terlampir.

4.5 Analisa Aliran Daya dan Perbaikan Profil Tegangan pada Sistem Kelistrikan di Wilayah Kalselteng Tahun 2029

Berdasarkan simulasi aliran daya yang menggunakan software DigSILENT Power Factory didapatkan hasil simulasi aliran daya bahwa setelah dilaksanakan interkoneksi sistem Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah mendapat supplay aliran daya aktif sebesar 237 MW dan supplay daya reaktif sebesar 364,3 Mvar sehingga sistem Kelistrikan Kalimantan selatan dan tengah mengalami perubahan profil tegangan pada setiap busnya yang dipaparkan melalui data sebagai berikut :

Tabel 4. 10 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kalselteng Setelah Interkoneksi dengan *Backbone HVDC*

Hasil Simulasi Aliran Daya pada Wilayah Kalselteng			
Nama Bus	Rating Tegangan	Tegangan Bus	
	kV	p.u	deg
GI Amuntai	150 kV	0.91	-5.43
GI PMNOOR	66 kV	0.985	-8.39

Tabel 4.10 (Lanjutan)

GI Asam12	150 kV	0.993	-7.45
GI Bandara	150 kV	0.967	-8.77
GI Barikin	150 kV	0.925	-4.25
GI Bati	150 kV	0.987	-8.01
GI Batulicin	150 kV	0.878	-15.41
GI Buntok	150 kV	0.935	12.14
GI Cempaka 150 kV	150 kV	0.983	-8.43
GI Cempaka 70 kV	66 kV	0.984	-8.45
GI Gis Ulin	66 kV	0.984	-8.46
GI Kandangan	150 kV	0.924	-4.37
GI Kayutangi	150 kV	0.937	-8.2
GI Kuala Kurun	150 kV	0.977	25.77
GI Kotabaru	150 kV	0.869	-16.09
GI Kasongan	150 kV	0.901	27.51
GI Kuala Pembuang	150 kV	0.93	33.33
GI Mantuil	150 kV	0.95	-8.93
GI Marabahan	150 kV	0.93	-7.06
GI Nangabulik	150 kV	0.998	44.11
GI New Palangkaraya	150 kV	0.853	15.39
GI Palangkaraya	150 kV	0.853	15.68
GI Parenggean	150 kV	0.91	30.49
GI Paringin	150 kV	0.925	-4.04
GI P Bantaeng	150 kV	0.955	39.17
GI Pangkalan BUN	150 kV	0.996	44.66
GI Puruk Cahu	150 kV	0.972	24.77
GI Pelaihari	150 kV	0.974	-9.07
GI PLTU Sampit	150 kV	0.93	33.67

Tabel 4.10 (Lanjutan)

GI PULPIS	150 kV	0.873	2.68
GI Rantau	150 kV	0.924	-4.47
GI Satui	150 kV	0.916	-12.58
GI Sebar	150 kV	0.932	-7.69
GI Sei Tabuk	150 kV	0.942	-8.65
GI Selat	150 kV	0.905	-1.93
GI Sukamara	150 kV	1	44.04
GI Sampit	150 kV	0.924	33.57
GI Tanjung	150 kV	0.94	-0.71
GI Muara Teweh	150 kV	0.968	23.78
GI Trisakti 70 kV	66 kV	0.939	-9.21
GI Trisakti 150 kV	150 kV	0.939	-9.13
GI Tamiyang	150 kV	0.91	-5.47
GI PLTU Pulpis	150 kV	0.908	3.18
GI Kalsel Peaker	150 kV	0.932	-7.69
GI Kalsel FTP	150 kV	0.986	1.86
GI Asam 3,4,5,6	150 kV	0.993	-7.45
GI Bangkanai	150 kV	1.003	29.32
GI PLTG Kalteng	150 kV	0.997	44.83
GI PLTA Kusan	150 kV	0.997	-4.44
GI PLTU Kalselteng	150 kV	0.976	30.77

Dari tabel diatas diketahui bahwa sistem Kalimantan Tengah dan Selatan masih memiliki banyak bus/Terminal yang berada dalam keadaan undervoltage. Adanya profil tegangan yang berada dibawah 0.95 ini diakibatkan karena faktor adanya line charging dan rugi rugi daya yang besar pada pada saluran transmisi AC 150 kV pada sistem Kalimantan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah. Untuk mengatasi hal tersebut maka diperlukan kompensasi daya reaktif yang berasal dari kapasitor shunt. Metode penempatan kapasitor shunt yang digunakan dalam memperbaiki kondisi diatas adalah metode Reactive Contribution

Factor (RCF) yang berfokus pada optimalisasi penempatan kapasitor untuk memperbaiki profil tegangan sistem secara keseluruhan agar tidak terjadi kondisi undervoltage kembali.

Dalam hal ini setelah dilakukan metode RCF pada sistem didapatkan penempatan kapasitor 5 titik paling optimal dalam memperbaiki profil tegangan sistem yaitu di Gardu Induk PLTU Sampit sebesar 100 Mvar, di Gardu Induk Tamiyang sebesar 75 Mvar, di Gardu Induk Pulpis sebesar 75 Mvar, di Gardu Induk New Palangkaraya sebesar 50 Mvar serta di Gardu Induk Kotabaru sebesar 75 Mvar . Perubahan profil tegangan sistem secara keseluruhan menjadi sebagai berikut :

Tabel 4. 11 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah Pasca Penempatan Kapasitor

Hasil Simulasi Aliran Daya			
Nama GI	Rating Tegangan	Tegangan Bus	
	kV	p.u	deg
Palangkaraya	150	0.97	16.15
PLTU Pulpis	150	1.004	6.28
Pulpis	150	1.024	5.01
Selat	150	0.995	2.03
Kayutangi	150	0.979	-3.18
Sebar	150	0.981	-2.73
Trisakti 150kV	150	0.978	-3.93
Ulin 70kV	66	1.009	-3.2
Cempaka 70kV	66	1.008	-3.19
Amuntai	150	0.983	-1.67
Barikin	150	0.97	-0.16
Muara Teweh	150	0.984	24.31
Cempaka 150kV	150	1.008	-3.17
Rantau	150	0.968	-0.35
Pelaihari	150	0.993	-3.71

Tabel 4.11 (Lanjutan)

Satui	150	0.985	-7.66
Batulicin	150	0.985	-10.61
Mantuil	150	0.984	-3.72
Bandara	150	0.996	-3.53
Parenggean	150	0.983	29.03
New Palangkaraya	150	0.971	15.91
Kuala Kurun	150	0.995	27.31
Puruk Cahu	150	0.988	25.15
Paringin	150	0.969	0.02
Kotabaru	150	1.005	-11.64
Gis Ulin	150	0.982	-4.12
KI Pembuang	150	1.021	31.1
Pbanteng	150	0.992	37.23
Nangabulik	150	1.004	42.43
Sukamara	150	1.006	42.35
Kalsel Peaker	150	0.981	-2.73
PLTU Kalsel FTP	150	0.995	5.83
Bati Bati	150	1.004	-2.66
Asam12	150	1.002	-2
Asam3456	150	1.002	-2
Marabahan	150	0.974	-2.41
Kandangan	150	0.969	-0.27
Tamiang	150	0.989	-1.81
Kasongan	150	0.976	26.45
Sampit	150	0.993	31.73
Sei Tabuk	150	0.981	-3.53
Tanjung	150	0.972	3.06
PLTU Sampit	150	1.021	31.39

Tabel 4.11 (Lanjutan)

Buntok	150	0.963	14.05
Trisakti70	150	0.977	-4.01
Bangkanai	150	1.006	29.45
PMNoor	66	1.01	-3.14
PLTA Kusan	150	1.03	0.34
PLTG Kalteng	150	1.002	43.15
Pangkalan Bun	150	1.002	42.97
PLTU Kalselteng	150	0.994	30.42

Data nilai RCF masing masing bus pada penentuan lokasi penempatan kapasitor terlampir

4.6 Analisa Aliran Daya dan Perbaikan Profil Tegangan pada Sistem Kelistrikan di Wilayah Kaltimra Tahun 2029

Berdasarkan simulasi aliran daya yang menggunakan software DigSILENT Power Factory didapatkan hasil simulasi aliran daya bahwa setelah dilaksanakan interkoneksi seluruh wilayah maka sistem Kelistrikan di Wilayah Kalimantan Timur dan Utara mampu mengirimkan daya sebesar 400 MW ke Wilayah Kalimantan Barat Serta Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah. Dalam hal ini Sistem Kalimantan Timur dan Utara juga mendapatkan supplay Mvar sebesar 84,6 Mvar yang berasal dari filter Frekuensi Tinggi dan Filter Frekuensi rendah yang juga berfungsi sebagai sumber daya reaktif dalam sistem transmisi HVDC. Perubahan profil tegangan yang dialami oleh sistem Kalimantan Timur dan Utara setelah interkoneksi dapat dilihat pada tabel berikut :

Tabel 4. 12 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara setelah Interkoneksi dengan *Backbone*

Hasil Simulasi Aliran Daya			
Nama GI	Rating Tegangan	Tegangan Bus	
	kV	p.u	deg
Sambutan	150	0.986	-57.84

Tabel 4.12 (Lanjutan)

Juata	150	0.98	-19.74
Sebuku	150	0.993	-6.67
Lati	150	0.981	-26.68
Petung	150	0.962	-61.87
Industri	150	0.971	-60.9
Manggar	150	0.972	-60.89
Sepaku	150	0.985	-58.05
Bukit Biru	150	0.989	-55.56
Tengkawang	150	0.989	-58
Haru	150	0.987	-58.33
Karjo	150	0.989	-60.04
Tidang Pale	150	0.988	-8.57
Kota Bangun	150	0.996	-47.64
Talisayan	150	0.986	-26.47
New Samarinda	150	0.995	-58.3
PLTU Kaltim 2	150	1	-47.84
New Balikpapan	150	0.971	-60.86
Gis Balikpapan	150	0.97	-61.03
Gis Samarinda	150	0.993	-58.45
Kuaro	150	0.923	-58.45
Bontang	150	0.997	-48.7
Tarakan	150	0.98	-19.75
Sekatak	150	0.977	-19.7
Tanjung Redep	150	0.978	-26.87
Tanjung Selor	150	0.977	-19.56
Muara Wahau2	150	0.997	-36.94
Kembang Jaggut	150	0.999	-44.68
Muara Wahau	150	0.997	-37.02

Tabel 4.12 (Lanjutan)

Maloi	150	0.988	-42.15
Spaso	150	0.988	-42.94
Bontang Koala	150	0.989	-45.41
Sanga2	150	0.988	-58.13
Melak	150	1.009	-49.34
Tanjung Batu	150	0.983	-26.48
Sangatta	150	0.988	-41.96
Muara Bengkal	150	1.002	-41.43
PLTU Kaltim3	150	1.011	-49.37
TLK-BPP	150	0.982	-59.38
Samboja	150	0.982	-59.38
Sei Durian	150	0.924	-65.95
Tanah Grogot	150	0.923	-65.78
PLTU Kaltim-6	150	0.934	-66.65
PLTU Kaltim MT	150	0.99	-58.25
Senipah/Bb	150	1.003	-58.87
Tabang/Bb	150	1.009	-28.32
CFK/Bb	150	1.001	-56.81
Malinau/Bb	150	0.998	-5.6
Samberah/Bb	150	0.991	-56.06
Nunukan/Bb	150	0.983	-7.68
Uloh Bilang/Bb	150	1.011	-49.43
Embalut/Bb	150	1.001	-56.76
PLTA Kaltara/Bb	150	1.007	-0.02

Dari tabel diatas diketahui bahwa di sistem Kalimantan Timur dan Utara masih terdapat 4 bus/Terminal yang berada dalam keadaan undervoltage. Dalam hal ini karena letak keempat bus tadi sangat berdekatan dalam single line diagram maka dilakukan metode trial and error untuk menempatkan kapasitor bank pada salah satu bus yang

mengalami undervoltage. Kapasitor bank diletakkan pada bus GI Kuaro yang memiliki nilai profil tegangan paling rendah dan besar kompensasi daya reaktif yang diberikan adalah sebesar 75 Mvar. Perubahan profil tegangan sistem secara keseluruhan setelah pemasangan kapasitor bank menjadi sebagai berikut :

Tabel 4. 13 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Wilayah Kalimantan Timur dan Utara Pasca Penempatan Kapasitor.

Hasil Simulasi Aliran Daya			
Nama GI	Rating Tegangan	Tegangan Bus	
	kV	p.u	deg
Sambutan	150	0.989	-57.91
Juata	150	0.979	-19.79
Sebuku	150	0.993	-6.69
Lati	150	0.981	-26.74
Petung	150	0.992	-62.22
Industri	150	0.977	-60.99
Manggar	150	0.978	-60.89
Sepaku	150	0.99	-58.16
Bukit Biru	150	0.993	-55.66
Tengkawang	150	0.992	-58.08
Haru	150	0.99	-58.41
Karang Joang	150	0.985	-60.14
Tidang Pale	150	0.988	-8.59
Kota Bangun	150	0.998	-47.76
Talisayan	150	0.986	-26.53
New Samarinda	150	0.997	-58.37
PLTU Kaltim 2	150	1.001	-47.91
New Balikpapan	150	0.978	-60.96
Gis Balikpapan	150	0.976	-61.12

Tabel 4.13 (Lanjutan)

Gis Samarinda	150	0.996	-58.52
Kuaro	150	1.015	-66.65
Bontang	150	0.998	-48.78
Tarakan	150	0.98	-19.79
Sekatak	150	0.977	-19.75
Tanjung Redep	150	0.978	-26.93
Tanjung Selor	150	0.972	-19.6
Muara Wahau2	150	0.997	-37.02
Kembang Jaggut	150	1.001	-44.81
Muara Wahau	150	0.997	-37.11
Maloi	150	0.988	-42.23
Spaso	150	0.988	-42.02
Bontang Koala	150	0.99	-45.49
Sanga2	150	0.991	-58.21
Melak	150	1.011	-49.45
Tanjung Batu	150	0.983	-26.54
Sangatta	150	0.988	-41.96
Muara Bengkal	150	1.003	-41.43
PLTU Kaltim3	150	1.013	-49.48
TLK-BPP	150	0.989	-59.92
Samboja	150	0.987	-59.47
Sei Durian	150	1.017	-66.9
Tanah Grogot	150	1.016	-66.76
PLTU Kaltim-6	150	1.016	-66.65
PLTU Kaltim MT	150	0.994	-58.33
Senipah	150	1.007	-58.97
Tabang	150	1.009	-28.47
CFK	150	1.004	-56.81

Tabel 4.13 (Lanjutan)

Malinau	150	0.997	-5.61
Samberah	150	0.993	-56.14
Nunukan	150	0.983	-7.69
Uloh Bilang	150	1.014	-49.54
Embalut	150	1.003	-56.83
Plta Kaltara	150	1.007	-0.03

4.7 Analisa Rugi Rugi daya setelah skema kompensasi daya reaktif pada masing masing wilayah

Berdasarkan hasil simulasi aliran daya pada saat sebelum dan sesudah pemasangan kapasitor bank didapatkan hasil rugi rugi daya keseluruhan pada sistem sebagai berikut :

Tabel 4. 14 Perhitungan Rugi Rugi daya total

Hasil Simulasi Rugi Rugi Daya pada Sistem Kelistrikan		
Kondisi	Rugi Daya Aktif (P)	Rugi Daya Reaktif (Q)
Sebelum Pemberian Kompensasi Q	251.9 MW	455.67 Mvar
Sesudah Pemberian Kompensasi Q	227,60 MW	258.06 Mvar

Dari tabel diatas dapat dijabarkan bahwa pemberian kompensasi daya reaktif pada titik titik paling optimal pada sistem dengan metode RCF telah memberikan dampak bagi penurunan losses daya aktif sistem sebesar 24.3 MW dan penurunan losses daya reaktif sistem sebesar 107.61 Mvar

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Beberapa kesimpulan yang dapat ditarik pada tugas akhir ini antara lain adalah :

1. Permodelan HVDC dengan tipe topologi jaringan multi-terminal memberikan skema kontrol penyaluran daya yang lebih efisien terhadap kebutuhan daya masing masing wilayah dengan mode rectifier sebagai kontrol bus DC dan inverter sebagai kontrol arus.
2. Permodelan Saluran transmisi dengan topologi multi-terminal pada tugas akhir ini memberikan rugi rugi daya sebesar 27.3 MW pada penyaluran daya sebesar 400 MW. Rugi rugi daya ini disebabkan oleh rugi rugi saluran dan rugi rugi daya yang diserap oleh filter.
3. Perbaikan profil tegangan dengan pemasangan kapasitor sebagai kompensasi daya reaktif pada sistem setelah interkoneksi memberikan penurunan losses pada keseluruhan grid sebesar 24.3 MW dan 107.61 Mvar

5.2 Saran

Pada Tugas akhir ini terdapat beberapa saran yang dapat penulis berikan antara lain :

1. Perbaikan profil tegangan dengan injeksi daya reaktif pada sistem setelah interkoneksi dengan menggunakan backbone dapat dikembangkan dengan menggunakan metode lain sebagai pembanding dari metode RCF yang digunakan.
2. Permodelan backbone saluran menggunakan HVDC dapat didesain dengan menggunakan kombinasi kontrol yang tidak hanya menggunakan *Line Commutated Controller (LCC)*.

Halaman ini sengaja dikosongkan

Daftar Pustaka

- [1] PT. PLN. (Persero). *Rancangan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2017-2026*.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*: McGraw-Hill Education, 1994
- [3] Hadi Saadat, *Power System Analysis*, McGraw-Hill Education, 1994
- [4] M. O. Faruque, Z. Yuyan, and V. Dinavahi, "Detailed modeling of CIGRE HVDC benchmark system using PSCAD/EMTDC and PSB/SIMULINK," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, pp. 378-387, 2006.
- [5] Temesgen M. Haileselassie, Kjetil Uhlen, "*Power Flow Analysis of Multi-terminal HVDC Networks*", IEEE, 2011
- [6] Christoph Hahn, Thomas Schlegl, Matthias Luther, "*Generic Modeling of a Line Commutated Converter based Multi-Terminal HVDC System for Power System Stability Studies*"
- [7] Ardiaty Arief , Antamil, Muhammad Bachtiar Nappu, "*An Analytical Method for Optimal Capacitors Placement from the Inversed Reduced Jacobian Matrix*", Science Direct, 2016

LAMPIRAN

Hasil Running Program RCF Kalselteng

Nama Bus	Iterasi ke 1	Iterasi ke 2	Iterasi ke 3	Iterasi ke 4
Kasongan	0.089161359	0.093572216	0.098591555	0.100538864
New Palangkaraya	0.09232425	0.090813982	0.089850459	0.091371452
Kuala Kurun	0.287772408	0.262818991	0.249379252	0.228542383
Puruk Cahu	0.601221703	0.550190754	0.518525282	0.473870856
M Teweh	0.105789426	0.102986309	0.10355878	0.103779601
Buntok	0.117404475	0.11756375	0.121899197	0.12776504
Parenggean	0.092368178	0.087825459	0.089579965	0.094985946
Palangkaraya	0.068983443	0.076043182	0.079829315	0.076558452
Tanjung	1.190288783	1.288597971	0.54771669	0.540714455
Sampit	0.1076858	0.109978501	0.093640488	0.071537931
Pulpis	0.223748433	0.224215953	0.23039367	0.086563392
PLTU Pulpis	0.024236859	0.024659768	0.02579121	0.032297727
Marabahan	0.746008286	0.713559004	0.623691596	0.57661934
Amuntai	0.172920516	0.168358862	0.301043593	0.294127406
Barikin	0.948164289	0.823946916	13.65679736	2.741494627
Selat	0.065417379	0.064124575	0.064825609	0.068799353
Kayutangi	0.986368055	0.975975044	0.491499258	0.55852265
Tamiang	1.637677777	1.596658225	0.107649696	0.104386609
Rantau	0.12594741	0.122920742	0.131958949	0.129507229
Paringin	0.336959957	0.329783108	0.34595691	0.342076809
Kadangan	0.440196013	0.424212768	0.365356149	0.345605112
P. Banteng	0.02551187	0.027874808	0.02915187	0.030786323
Sebar	0.120532493	0.118511927	0.125493693	0.130900756
Pangkalan bun	0.130028487	0.345658237	0.289139528	0.290554544
Nanga Bulik	0.841198295	0.730422463	0.669912625	0.610160357
PLTU Sampit	3.219950643	0.035487026	0.034201614	0.032867037

Hasil Running RCF Kalselteng (Lanjutan)

Trisakti	0.0499190	0.048468597	0.047998152	0.0461469
Cempaka	0.175480	0.178228922	0.264733597	0.3707166
Sukamara	0.1877109	0.176179701	0.166227872	0.1560072
Kuala Pambuang	0.2307386	0.205742352	0.196734196	0.1869854
Palaihari	0.207331	0.201333508	0.197047142	0.1904451
Bati	0.0568993	0.055491119	0.056149203	0.0556139
Gis Ulin	0.084108	0.081388086	0.078840937	0.0745623
Asam	0.0311451	0.030480865	0.031519135	0.0318125
Sei Tabuk	0.3652216	0.356122369	0.357083436	0.3511447
bandara	0.2115491	0.205753885	0.202830722	0.197225
Satui	0.1797895	0.175336248	0.172904306	0.1683937
Batu Licin	0.089344	0.087306543	0.085934434	0.0836850
Kotabaru	0.231818	0.226658564	0.22312679	0.2173770
Mantuil	0.2340954	0.227197669	0.221157281	0.2126589
Bangkanai	0.05243	0.0533925	0.05899075	0.0625808
Asam 34	0.0342167	0.033379715	0.033804677	0.033557
Kusan	0.0602213	0.05922967	0.067996669	0.0696612
GI PLTU KST3	0.0838124	0.09913143	0.105531352	0.1258696
GI PLTG Kalteng	0.0212568	0.028169603	0.030797434	0.0353029
B Kuala Pambuang	1.0214780	0.762740304	0.72301299	0.6790706
GI KSKT 2	0.2123461	0.207246925	0.213917834	0.2155525
PLTU KST 1	0.1008672	0.099628892	0.129836302	0.1370152
KST 1-1	0.9675118	0.957415689	1.318713255	1.4226932
KST 1-2	0.9675118	0.957415689	1.318713255	1.4226932
KST 1-3	0.8216057	1.023800944	1.122765324	1.4565551
KST 1-4	0.8216057	1.023800944	1.122765324	1.4565551
Bangkanai 1-4	3.7003189	3.995057898	5.016296427	6.1772951

Running RCF Kalselteng (Lanjutan)

Bangkanai 5-8	3.700318924	3.995057898	5.016296427	6.177295143
Bangkanai 9-12	3.700318924	3.995057898	5.016296427	6.177295143
Bangkanai 13-16	3.700318924	3.995057898	5.016296427	6.177295143
Bangkanai PLTMG	3.632641239	3.915727872	4.911193863	6.036658015
Bangkanai PLTMG	3.632641239	3.915727872	4.911193863	6.036658015
Pulpis 1	0.500275909	0.515119997	0.548890079	0.731272434
Pulpis 2	0.500275909	0.515119997	0.548890079	0.731272434
Sampit 1	0.315543868	0.5911554	0.692653227	0.958312654
Sampit 2	0.315543868	0.5911554	0.692653227	0.958312654
MPP	1.87458E+14	3.64729E+14	Inf	Inf
PLTG Kalteng 1	0	0	0	0
PLTG Kalteng 2	0.041571154	0.04994888	0.043049049	0.032876612
RIAM KANAN	0.34816343	0.342595375	0.36544117	0.378653477
ASAM-1	0.868307275	0.850655856	0.889923632	0.907938225
ASAM-2	0.868307275	0.850655856	0.889923632	0.907938225
ASAM-3	0.871876216	0.854108244	0.893251561	0.911172842
ASAM-4	0.871876216	0.854108244	0.893251561	0.911172842
PLTA KUSAN-1	0.71043924	0.701897536	0.871593822	0.921308007
KST2-1	3.005391129	2.939816594	3.11439042	3.208175782
KST2-1	3.005391129	2.939816594	3.11439042	3.208175782
Kiriman backbone	0.927416035	0.88150312	0.915676454	0.911082423

Hasil Running RCF Kalbar

Nama Bus	Iterasi Pertama	Iterasi Kedua	Iterasi ketiga
Sambas	0.113396739	0.138138839	0.156369499
Singkawang	0.024843892	0.024761676	0.024355764
Senggiring	0.047091693	0.047404827	0.047159483
Parit Baru	0.00809674	0.009624523	0.010656069
PLTU Singkawang	0.025149393	0.026508171	0.027121785
Bengkayang	0.023846925	0.038567101	0.060747913
Siantan	0.010170975	0.010081083	0.009876173
PLTU Kalbar2-1	0.06455169	0.071169656	0.074625895
PLTU Kalbar2-2	0.06455169	0.071169656	0.074625895
Tayan	0.011005786	0.002567183	0.002195106
Sei-Raya	0.183122563	0.067718079	0.048949441
Kota baru	0.335133846	4.967993631	0.700851439
Ngabang	0.025033537	0.025869355	0.025318687
PLTU Kalbar 3	0.000294118	0.000465044	0.002103114
Sandai	11.09234535	0.132341684	0.01600989
Cemara	0.018071688	0.01815473	0.017944462
Rassau	0.082027183	0.082526957	0.081610618
Sukadana	0.094812422	0.116689697	0.200910952
Sintang	0.089866497	0.738377708	0.241642729

Running RCF Kalbar (Lanjutan)

Sekadau	0.078164013	0.165090754	0.230095333
Sanggau	0.021241304	0.029083005	0.033178776
Ketapang	0.063426281	0.069672543	0.093612334
Putussibau	0.902680685	0.261470933	0.200388193
Nanga Pinoh	1.69837479	0.180040783	0.144116164
Entikong	0.53570542	0.165019512	0.135058684
Kota Baru	1.343468586	0.054222088	0.051975604
Air Upas	0.160243865	0.206785611	0.447417981
Kedawangan	0.186028228	0.113902626	0.076393187
MPP Kalbar12	0.51935451	0.6287413	0.707138908
MPP Kalbar34	0.51935451	0.6287413	0.707138908
Parit Baru 1	0.51935451	0.6287413	0.707138908
Parit Baru 2	0.51935451	0.6287413	0.707138908
K- Peaker1-2	0.51935451	0.6287413	0.707138908
K-Peaker 3-4	0.51935451	0.6287413	0.707138908
Kalbar1-1	15.30548646	8.893530535	7.101216063
Kalbar1-2	15.30548646	8.893530535	7.101216063
PLTU Kura-1	11.29122737	6.560591089	5.233951744
PLTU Kura-2	11.29122737	6.560591089	5.233951744
Parit baru2-1	0.689558217	0.727063314	0.742441029
Parit baru 2-2	0.689558217	0.727063314	0.742441029
Serawak 1	0.738658516	3.689665577	2.616908387

Running RCF Kalbar (Lanjutan)

Serawak 2	0.738658516	3.689665577	2.616908387
Kalbar2-1	0.491213418	0.566012077	0.613893147
Kalbar2-2	0.491213418	0.566012077	0.613893147
Kalbar3-1	0	0	0
Kalbar 3-2	0.016518762	0.075267577	0.082584326
Kiriman backbone	0.334712837	0.372619313	0.393880454
Kiriman backbone	0.334712837	0.372619313	0.393880454
Kiriman backbone	0.334712837	0.372619313	0.393880454

BIODATA PENULIS



I Putu Mery Teja Kusuma lahir di Ginyar pada 10 Maret 1995, Anak pertama dari 5 bersaudara oleh pasangan I Gede Yasa dan Ni Wayan Meliani. Penulis menamatkan jenjang pendidikannya mulai dari sekolah dasar di SDN 1 Gianyar pada tahun 2007, menengah pertama di SMP Negeri 1 Gianyar pada tahun 2010, menengah atas di SMA Negeri 1 Gianyar pada tahun 2013. Dan saat ini sedang menempuh kuliah di Departemen Teknik Elektro FTE-ITS sejak tahun 2013. Selama menempuh jenjang perkuliahan penulis juga kerap aktif dalam kegiatan non akademik khususnya di organisasi kemahasiswaan dilingkup ITS.

Penulis bisa dihubungi di email : meryteja.kusuma@gmail.com